



Résultats
concrets
En position
de croissance



TransCanada
Du possible au réel

Rapport annuel
2014



Notre vision

Être le chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, en ciblant les occasions dans les secteurs des pipelines et de la production d'électricité, dans des régions où nous avons déjà un net avantage concurrentiel ou dans lesquelles nous pouvons l'acquérir.

Nos priorités stratégiques

Veiller à ce que notre portefeuille d'actifs de 59 milliards de dollars soit exploité de façon sécuritaire et efficiente, et qu'il produise une valeur actionnariale optimale.

D'ici à la fin de 2017, exécuter avec succès nos projets de faible à moyenne envergure d'une valeur de 12 milliards de dollars et, d'ici à la fin de la décennie, nos projets de grande envergure garantis sur le plan commercial d'une valeur de 34 milliards de dollars.

Saisir des occasions à faible risque supplémentaires qui puissent concourir à la croissance du bénéfice à court, à moyen et à long terme.

Préserver notre solidité et notre souplesse financières pour faire croître le dividende et poursuivre le financement prudent de notre programme d'investissement de premier ordre dans l'industrie.

En couverture :

Au Mexique, le prolongement de 600 millions de dollars US du pipeline de Tamazunchale démontre l'expertise de TransCanada en ingénierie et en gestion de projet ainsi que son engagement à l'égard du développement durable.



Consultez notre rapport annuel en ligne au www.transcanada.com

Informations prospectives et mesures non conformes aux PCGR On fait référence dans ces pages à des informations prospectives et à certaines mesures non conformes aux PCGR qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Pour un complément d'information sur les informations prospectives, les hypothèses formulées ainsi que sur les risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats réels pourraient s'écarter de ceux anticipés, et sur les rapprochements des mesures non conformes aux PCGR aux mesures conformes aux PCGR les plus semblables, il y a lieu de se reporter au rapport annuel 2014 de TransCanada déposé auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et pouvant être consulté à TransCanada.com.

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires : 1,7 milliard de dollars ou 2,46 \$ par action

Résultat comparable : 1,7 milliard de dollars ou 2,42 \$ par action ⁽¹⁾

Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable : 5,5 milliards de dollars ⁽¹⁾

Fonds provenant de l'exploitation : 4,3 milliards de dollars ⁽¹⁾

Dépenses en immobilisations, participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions : 4,9 milliards de dollars

Dividendes déclarés sur les actions ordinaires : 1,92 \$ par action

lettre aux actionnaires

Message de Russ Girling, président et chef de la direction, et de Barry Jackson, président du conseil d'administration
p. 03

nos actifs – carte et liste

Vue d'ensemble de nos installations et projets en Amérique du Nord
p. 08

stratégie et avantage concurrentiel

Nous produisons de la valeur actionnariale et allons de l'avant, forts d'une croissance sans précédent
p. 10

accent sur la sécurité

Pour maximiser la valeur de nos actifs, il faut assurer l'excellence de notre exploitation
p. 11

engagement envers le développement responsable

Nous haussons la barre en regard de notre performance pour satisfaire aux attentes croissantes du public
p. 12

gazoducs

Nous consolidons notre position de transporteur de gaz naturel parmi les plus importants d'Amérique du Nord
p. 14

pipelines de liquides

Notre bénéfice continue de s'apprécier tandis que nous établissons un réseau de premier plan pour le transport des hydrocarbures liquides
p. 16

énergie

Notre portefeuille d'actifs de production d'électricité est diversifié
p. 18

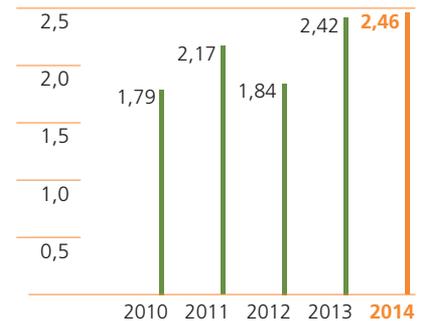
en position de réussite

Les conditions sont réunies pour une croissance appréciable de la valeur actionnariale à long terme
p. 20

renseignements financiers

Rapport de gestion
p. 21
États financiers et notes y afférentes
p. 133
Renseignements complémentaires
p. 201

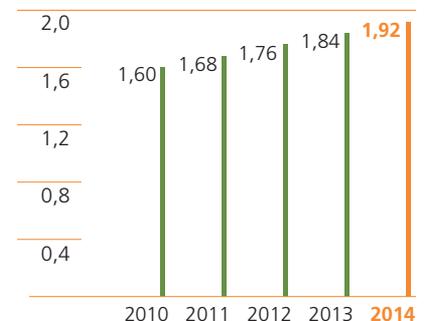
Bénéfice net par action – de base
(en dollars)



Résultat comparable par action ⁽¹⁾
(en dollars)



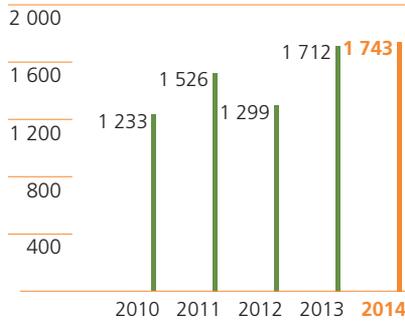
Dividendes déclarés par action
(en dollars)



Nous avons investi plus de 40 milliards de dollars dans de nouveaux actifs depuis 2000, et nos actionnaires ont profité d'un rendement annuel moyen de 15 %.

(1) Mesure non conforme aux PCGR qui ne constitue pas une mesure définie prescrite par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis. Pour un complément d'information, il y a lieu de se reporter à la section sur les mesures non conformes aux PCGR du rapport de gestion dans le rapport annuel 2014.

**Bénéfice net attribuable
aux actionnaires ordinaires**
(en millions de dollars)



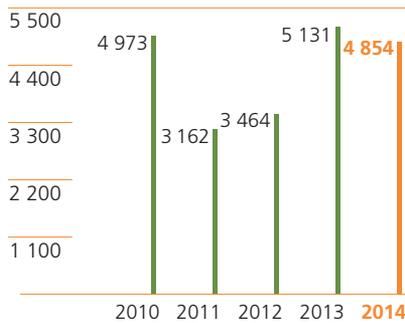
**Résultat
comparable ⁽¹⁾**
(en millions de dollars)



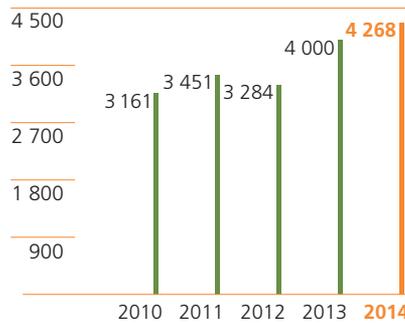
**BAIIA
comparable ⁽¹⁾**
(en millions de dollars)



**Dépenses en immobilisations,
participations comptabilisées à la
valeur de consolidation et acquisitions**
(en millions de dollars)



**Fonds provenant
de l'exploitation ⁽¹⁾**
(en millions de dollars)



**Actions ordinaires en circulation –
moyenne**
(en millions d'actions)



**Cours de clôture –
Bourse de Toronto**
(en dollars)



TransCanada en un coup d'œil

59 milliards de dollars en actifs

Gazoducs
68 000 km

(42 100 milles)
368 milliards
de pieds cubes (« Gpi3 »)
de capacité de stockage de gaz

19 Installations
de production
d'électricité

10 900 mégawatts (« MW »)
de capacité de production

**Pipelines
de liquides**
4 250 km

(2 600 milles)

Effectifs et emplacements :
6 059 employés

Canada
4 010 employés,
dans 7 provinces

États-Unis
1 914 employés,
dans 35 États

Mexique
135 employés,
dans 7 États



Russ Girling, président et chef de la direction depuis quatre ans, dirige la réalisation d'un plan de croissance sans précédent.



Barry Jackson est président du conseil d'administration de TransCanada depuis 2002; il a occupé des postes de haute direction dans le secteur pétrolier et gazier depuis 1974.

Russ Girling

président
et chef
de la
direction

S. Barry Jackson

président
du conseil
d'administration

lettre aux actionnaires

L'énergie, essentielle au mode de vie moderne. Qu'il s'agisse de pétrole raffiné pour alimenter nos véhicules et fabriquer les mille et un produits de consommation quotidiens, de gaz naturel pour chauffer nos demeures et faire tourner l'industrie, ou d'électricité pour illuminer les villes et permettre les télécommunications, l'appétit d'énergie abordable ne cesse de croître dans le monde entier. Parallèlement, les efforts déployés pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire les incidences environnementales présentent des occasions et des défis nouveaux pour des entreprises comme TransCanada, qui se consacrent à livrer l'énergie dont le monde a besoin, de manière sécuritaire et fiable.

Des assises solides

Faisant fond sur plus de 60 ans d'expérience, TransCanada tient un rôle central dans la préparation de l'avenir énergétique de l'Amérique du Nord. Les nouvelles technologies ont en effet donné accès à des approvisionnements pétroliers et gaziers qui ouvrent la voie à l'autosuffisance énergétique et à l'exportation de nos produits énergétiques pour répondre aux besoins des marchés étrangers. Notre portefeuille diversifié d'actifs de gaz naturel et de pipelines de liquides ainsi que d'installations de stockage de gaz et de production d'électricité offre des assises solides pour concrétiser notre vision : être le chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord.

Nombreuses sont les réalisations ayant vu le jour en 2014 chez TransCanada. Nous avons réglé un certain nombre d'enjeux qui touchaient notre entreprise ces dernières années; nous avons fait progresser plusieurs nouveaux projets de pipelines et d'installations de production d'électricité; et nous avons profité d'un plus grand nombre d'occasions de croissance de premier ordre sur l'ensemble du continent. Nous avons créé une plateforme qui devrait transformer notre entreprise avant 2020 et dégager une valeur actionnariale considérable.

« Notre stratégie est manifestement efficace, puisqu'elle a engrangé des résultats pour nos actionnaires, soit un rendement total moyen de 15 % tous les ans depuis 2000. »

RUSS GIRLING

Président et chef de la direction

En position de croissance

Toutes les entreprises nord-américaines de la chaîne de valeur du secteur énergétique pourraient vivre une année 2015 pleine de défis, car elles devront s'adapter à la baisse des prix du pétrole et du gaz. Toutefois, grâce à son approche prudente et à sa perspective à long terme, TransCanada est bien placée pour gérer cette situation. La société doit s'assurer que tous ses actifs répondent aux besoins énergétiques fondamentaux, au-delà de la volatilité des prix à court terme. Elle doit aussi favoriser sa stabilité en veillant à ce que la majeure partie des projets liés à ses actifs existants et des projets de croissance soient appuyés par des contrats à long terme avec des contreparties possédant une cote de solvabilité élevée ou par des modèles d'exploitation réglementés.

Notre programme d'investissement de 46 milliards de dollars est diversifié et se compose principalement de projets de gazoducs et de pipelines de liquides au Canada, aux États-Unis et au Mexique qui font l'objet soit de contrats d'achat ferme à long terme d'une durée moyenne de 20 ans ou plus, soit d'un modèle traditionnel axé sur le coût du service. Cette stabilité procure à une entreprise du secteur des infrastructures énergétiques telle que TransCanada une protection contre la volatilité actuelle des cours mondiaux du pétrole, et elle est gage de prévisibilité et de stabilité pour les investisseurs, clients et actionnaires.

Il est encore plus important pour la société de veiller à l'exploitation sécuritaire et fiable de son portefeuille d'actifs de 59 milliards de dollars, afin de fournir l'énergie dont le monde a besoin et de créer de la valeur actionnariale pour des décennies à venir. Nous continuerons à rechercher les occasions de croissance futures, tout en préservant la solidité et la souplesse financières de la société. Voilà notre plan, en bref.

Résultats concrets

Le conseil d'administration et l'équipe de haute direction de TransCanada croient fermement en l'efficacité de la stratégie de l'entreprise, qui met cette dernière dans la meilleure position pour fournir de la valeur à long terme à ses investisseurs, en produisant une croissance importante et durable des flux de trésorerie, du bénéfice et du dividende. Les résultats le confirment : depuis 2000, nos actionnaires ont réalisé un rendement annuel moyen de 15 %, y compris un dividende annuel qui s'est apprécié chaque année, passant de 0,80 \$ à 1,92 \$ en 2014. Depuis lors, la valeur de nos actifs est passée de 26 milliards de dollars à 59 milliards de dollars, et nous profitons d'une empreinte enviable tant au Canada, qu'aux États-Unis et au Mexique. Parallèlement, nous avons conservé ou amélioré notre position dans le premier quartile sous les aspects de sécurité et de fiabilité de nos actifs.

Nos principaux secteurs d'activité ont affiché un rendement satisfaisant en 2014, en partie grâce à la mise en service de nouveaux actifs ayant contribué à l'augmentation des flux de trésorerie et du bénéfice. Le résultat comparable s'est chiffré à 2,42 \$ par action, en hausse de 8 % par rapport à l'exercice précédent. Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 4,3 milliards de dollars, soit 7 % de plus qu'en 2013. Le résultat et les flux de trésorerie tirés des actifs existants, alliés aux projets de croissance à court et à moyen terme en chantier d'une valeur de 12 milliards de dollars, ont donné l'assurance d'une croissance prévisible du résultat et des flux de trésorerie au conseil d'administration, qui a majoré le dividende au premier trimestre de 2015 à 8 %, le portant à 0,52 \$, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,08 \$.

« Le conseil d'administration et la haute direction de TransCanada sont fermement engagés à fournir aux investisseurs de la valeur à long terme, grâce à une croissance marquée et durable des flux de trésorerie, du bénéfice et du dividende. »

BARRY JACKSON

Président du conseil d'administration

Maximiser nos actifs

Nous continuons d'accorder la plus haute priorité à la maximisation de nos actifs de 59 milliards de dollars, en veillant à ce qu'ils soient exploités en toute sécurité, avec efficacité et de façon optimale. Nous avons repositionné avec succès certains de nos principaux réseaux de gazoducs de transport longue distance qui subissaient ces dernières années la pression de la dynamique changeante du marché. La viabilité d'ANR Pipeline aux États-Unis a été garantie par des engagements contractuels d'une durée moyenne de 23 ans visant tout le réseau principal du sud-est pour le transport du gaz naturel des formations de Marcellus et d'Utica vers les marchés clés.

La restructuration de la tarification et des services du réseau principal au Canada a donné lieu à une augmentation marquée des contrats à long terme sur le réseau et nous a permis de recouvrer les tarifs fondés sur les besoins en produits et les revenus incitatifs liés au réseau au cours des deux dernières années. En novembre, l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a approuvé un règlement avec nos plus importants expéditeurs sur le réseau principal au Canada : des entreprises de distribution de gaz naturel locales au Québec et en Ontario. Ce règlement jette les bases d'une stabilité de longue durée et de nouveaux projets d'expansion à l'extrémité est du réseau.

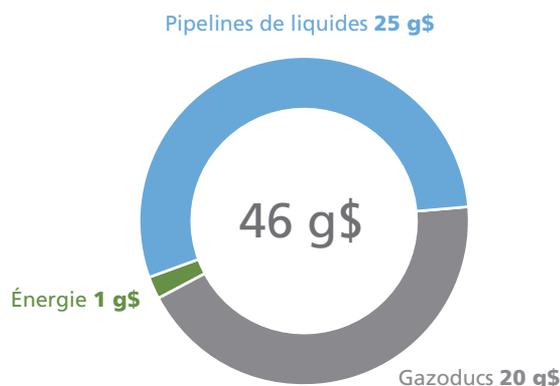
Au cours de l'exercice, nous avons mis pour 3,8 milliards de dollars de nouveaux actifs en service. En janvier a eu lieu la mise en service commerciale du projet de prolongement de la côte

du golfe sur le réseau d'oléoducs Keystone, qui assure le transport de pétrole brut des États-Unis depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'aux raffineries de Port Arthur, au Texas. Ont suivi l'entrée en exploitation des prolongements de 300 millions de dollars du réseau de NGTL et l'achèvement du prolongement de 600 millions de dollars US du gazoduc de Tamazunchale au Mexique. En outre, nous avons réalisé l'acquisition de quatre autres installations d'énergie solaire en Ontario qui produisent de l'électricité propre, vendue dans le cadre de contrats de 20 ans avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »). Notre capacité de production d'énergie solaire totale, ainsi portée à 76 MW, peut alimenter plus de 12 000 foyers.

Aux fins de financement de notre programme d'investissement, nous avons fait avancer nos plans de vente de nos actifs de gazoducs américains restants à notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP. En octobre, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans Bison Pipeline et en novembre, nous avons annoncé notre intention de vendre notre participation résiduelle de 30 % dans GTN Pipeline. Nous croyons que notre société en commandite principale a la capacité d'acquérir annuellement des actifs d'une valeur supérieure à 1 milliard de dollars US, et nous avons pris l'engagement de lui vendre le reste de nos actifs de gazoducs américains au cours des années à venir, afin de financer notre ambitieux programme d'investissement.

Plan de croissance du capital

Notre plan de croissance du capital de 46 milliards de dollars comprend environ 12 milliards de dollars en projets de faible à moyenne envergure qui seront exécutés d'ici à la fin de 2017, et quelque 34 milliards de dollars en projets de moyenne à grande envergure garantis sur le plan commercial que nous réaliserons d'ici à la fin de la décennie.



Avancement des nouveaux projets

En 2014, nous avons accompli des progrès notables à l'égard de notre portefeuille de projets de croissance garantis sur le plan commercial, qui atteint aujourd'hui 46 milliards de dollars et comprend des projets de petite à moyenne envergure de 12 milliards de dollars qui devraient favoriser la croissance du bénéfice et des flux de trésorerie à leur entrée en service d'ici à 2017. En outre, l'équipe d'expansion des affaires a mis la main sur de nouvelles occasions pipelinaires d'une valeur d'environ 7 milliards de dollars, tandis que celle de gestion de projet a contribué à l'avancement de plusieurs projets clés, de l'étape d'obtention des permis à celle de construction.

Notre portefeuille de projets à grande échelle totalisant 34 milliards de dollars a pu évoluer, grâce à l'important travail de mobilisation des parties prenantes ainsi qu'aux progrès réalisés dans le cadre du processus individuel d'approbation réglementaire. Plus de 18 mois de travail sur le terrain et de discussions avec les groupes d'Autochtones, propriétaires fonciers, collectivités et gouvernements ont mené au dépôt de la demande du projet d'oléoduc Énergie Est de 12 milliards de dollars auprès de l'ONÉ en octobre. En Colombie-Britannique, après des études environnementales approfondies et une consultation publique, les projets gaziers Coastal GasLink et Prince Rupert ont tous deux reçu la certification environnementale.

Malgré tous nos efforts en vue de l'obtention du permis présidentiel, le projet d'oléoduc Keystone XL en était à sa septième année d'examen réglementaire auprès du gouvernement américain en 2014. Quoique l'allongement des délais ait fait grimper les coûts du projet à 8 milliards de dollars US, TransCanada et ses expéditeurs demeurent résolument engagés à construire le pipeline et sont reconnaissants à la majorité d'Américains qui appuient Keystone XL, étant d'avis qu'il servira les meilleurs intérêts du pays.

L'équipe idéale

Le renouvellement et le perfectionnement de nos effectifs sont un processus continu, crucial pour atteindre nos objectifs. Nos 6 000 employés sont au cœur de l'avantage concurrentiel de TransCanada. Notre succès est tributaire de leur grand talent et de leur diversité. Les membres du conseil d'administration et de la haute direction ont foi en l'expérience et la prudence de nos employés, qu'ils savent attachés à l'excellence de l'exploitation dans tous les secteurs, pour concrétiser nos plans de croissance. Notre but consiste à maintenir la haute qualité de nos activités, tout en assurant le transfert de connaissances précieuses, accumulées depuis des décennies, aux leaders plus jeunes et en transmettant à tous nos employés nos valeurs fondamentales d'intégrité, de responsabilité, de collaboration et d'innovation.

Notre conseil d'administration connaît lui aussi des changements, avec six départs à la retraite depuis le début de 2012. Après de nombreuses années de loyaux services aux actionnaires, Thomas Stephens a quitté le conseil au printemps 2014. Siim A. Vanaselja, qui s'est joint l'an dernier au conseil, en est devenu un atout précieux de par sa vaste expérience dans les domaines des finances, de la gouvernance, de la gestion et de la gestion des risques. Par ailleurs, nous sommes heureux que Paule Gauthier et Derek Burney, deux administrateurs chevronnés, aient accepté de prolonger d'une année leur mandat, bien qu'ils aient atteint l'âge normal de la retraite. Leurs recommandations et leur contribution infaillibles dans leurs domaines d'expertise respectifs se sont avérées inestimables pour l'avancement de notre programme d'investissement de 46 milliards de dollars.

Nous souhaitons remercier tous nos employés et actionnaires de leur soutien indéfectible à TransCanada en 2014, une année de grands progrès pour la société. Nos plans de croissance sont en effet très ambitieux, et nous disposons des actifs, des occasions et du capital humain pour les concrétiser. Au fil de notre croissance, nous continuerons à acheminer, en toute sécurité et avec fiabilité, l'énergie sur laquelle comptent des millions de familles nord-américaines – et pour des décennies à venir. De plus, nous sommes déterminés à maintenir des rendements importants pour les actionnaires, ceux-là mêmes qui ont cru en notre capacité de produire des résultats concrets.

Le président et chef
de la direction,



Russ Girling

Le président du conseil
d'administration,



Barry Jackson

Un chef de file reconnu :

TransCanada veut être à l'avant-plan de l'industrie en matière de responsabilité sociale d'entreprise et de pratiques durables. Les efforts que nous avons déployés à ce titre en 2014 n'ont pas été vains :

- Position au 88^e percentile de l'indice Dow Jones axé sur la durabilité et inscription aux indices Dow Jones mondial et nord-américain axés sur la durabilité.
- Attribution de la meilleure note par le CDP (anciennement le Carbon Disclosure Project) pour la divulgation de nos émissions de carbone, de même que pour notre stratégie d'atténuation des risques d'exploitation posés par le changement climatique.
- Nomination au palmarès « Canada's Top 100 Corporate R&D Spenders List » publié par Research Infosource Inc., entreprise canadienne d'information stratégique en recherche et développement.
- Présélection dans la catégorie de la meilleure gouvernance globale par la Canadian Society of Corporate Secretaries et classement systématique dans le premier décile par d'autres évaluations en matière de gouvernance.
- Obtention du prix « GRC 20/20 Value Awards » (Governance, Risk Management and Compliance) en reconnaissance de notre excellence dans l'adaptation des logiciels d'audit financier pour améliorer les processus internes rattachés aux projets.

TransCanada aujourd'hui

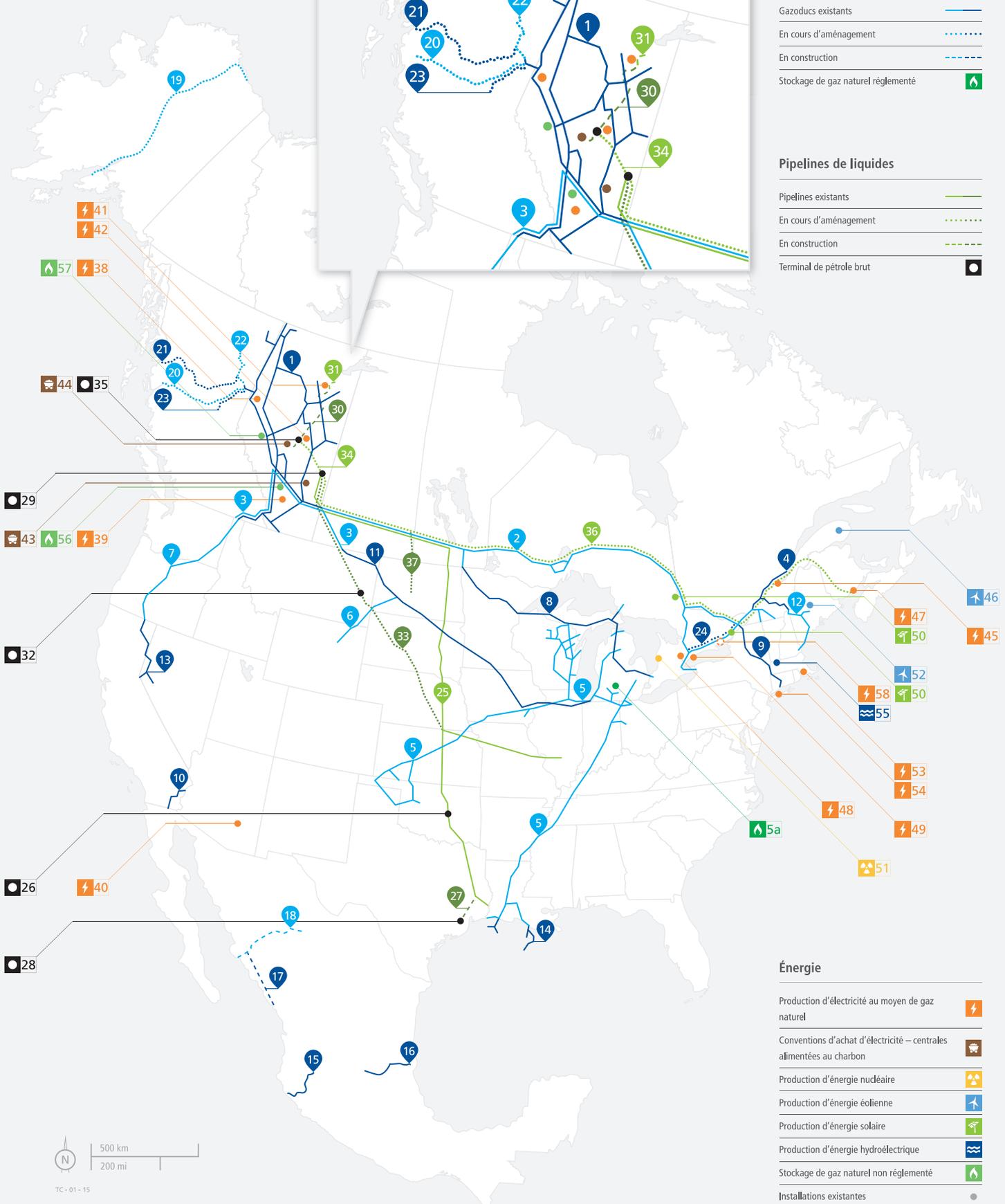


Gazoducs

- Gazoducs existants —
- En cours d'aménagement - - - - -
- En construction - · - · -
- Stockage de gaz naturel réglementé ▲

Pipelines de liquides

- Pipelines existants —
- En cours d'aménagement - - - - -
- En construction - · - · -
- Terminal de pétrole brut ●



Énergie

- Production d'électricité au moyen de gaz naturel ⚡
- Conventions d'achat d'électricité – centrales alimentées au charbon ⚡
- Production d'énergie nucléaire ☢
- Production d'énergie éolienne 🌪
- Production d'énergie solaire ☀
- Production d'énergie hydroélectrique 🌊
- Stockage de gaz naturel non réglementé ▲
- Installations existantes ●
- En construction ⦿



TC-01-15

Gazoducs

Gazoducs au Canada

1	Réseau de NGTL	—
2	Réseau principal au Canada	—
3	Foothills	—
4	TransQuébec & Maritimes (« TQM »)	—

Gazoducs aux États-Unis

5	Pipeline d'ANR	—
5a	Stockage de gaz naturel réglementé d'ANR	🔥
6	Bison	—
7	Gas Transmission Northwest (« GTN »)	—
8	Great Lakes	—
9	Iroquois	—
10	North Baja	—
11	Northern Border	—
12	Portland	—
13	Tuscarora	—
14	TC Offshore	—

Gazoducs au Mexique

15	Guadalajara	—
16	Tamazunchale	—

En construction

17	Gazoduc de Mazatlan	---
18	Gazoduc de Topolobampo	---

En cours d'aménagement

19	Gazoduc de GNL de l'Alaska
20	Coastal GasLink
21	Projet de transport de gaz de Prince Rupert
22	Réseau principal North Montney
23	Canalisation principale Merrick
24	Réseau principal de l'Est

Pipelines de liquides

Pipelines canado-américains

25	Réseau d'oléoducs Keystone	---
26	Cushing Marketlink	●

En construction

27	Latéral de Houston	---
28	Terminal de Houston	●
29	Terminal de Keystone à Hardisty	●
30	Pipeline Grand Rapids	---
31	Pipeline Northern Courier	---

En cours d'aménagement

32	Bakken Marketlink	●
33	Keystone XL
34	Pipeline Heartland
35	Terminaux de TC	●
36	Oléoduc Énergie Est
37	Pipeline Upland

Énergie

Canada – Installations énergétiques de l'Ouest

38	Bear Creek	⚡
39	Carseland	⚡
40	Coolidge ¹	⚡
41	Mackay River	⚡
42	Redwater	⚡
43	CAE de Sheerness	🏠
44	CAE de Sundance A	🏠
44	CAE de Sundance B	🏠

Canada – Installations énergétiques de l'Est

45	Bécancour	⚡
46	Cartier énergie éolienne	🌪
47	Grandview	⚡
48	Halton Hills	⚡
49	Portland Energy	⚡
50	Énergie solaire en Ontario (8 centrales)	☀

Bruce Power

51	Bruce A	🏠
51	Bruce B	🏠

Installations énergétiques aux États-Unis

52	Parc éolien de Kibby	🌪
53	Ocean State Power	⚡
54	Ravenswood	⚡
55	TC Hydro	🌊

Stockage de gaz naturel non réglementé

56	CrossAlta	🔥
57	Edson	🔥

En construction

58	Napanee	⚡
----	---------	---

¹ Centrale située en Arizona, dont les résultats font partie du secteur Canada – Installations énergétiques de l'Ouest

stratégie et avantage concurrentiel

Depuis 15 ans, nous choisissons de nous concentrer sur trois secteurs d'activité afin de diversifier nos investissements. De plus, puisque ces secteurs se recoupent géographiquement, il nous a été possible de partager dans chacun de nos marchés essentiels notre expertise sur les plans technique et opérationnel, et sur celui des relations avec les parties prenantes. Ainsi, nous avons pu réaliser une synergie financière ainsi que des économies importantes à l'égard des coûts d'exploitation.

La fiche de sécurité et d'exploitation de TransCanada demeure parmi les meilleures de l'industrie.

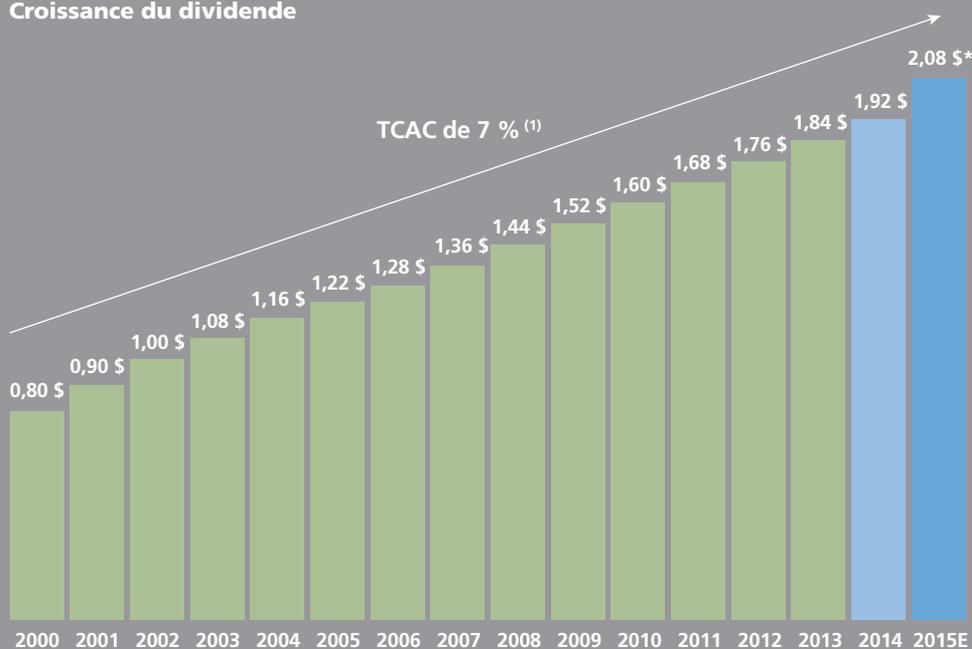
Forts de nos 46 milliards de dollars en projets d'investissement garantis sur le plan commercial prévus d'ici à la fin de la décennie, nous avons pour but de transformer la société en doublant presque notre portefeuille d'actifs d'ici à 2020 pour le porter à plus de 90 milliards de dollars. La presque totalité des sources de revenus des nouvelles installations est appuyée par des contrats à long terme ou des modèles d'exploitation réglementés axés sur les coûts de service, une approche prudente qui nous positionne pour surmonter les incertitudes liées aux futurs cycles du marché.

Il a été payant de nous en tenir à notre stratégie. En effet, depuis 2000, nos actions ordinaires ont dégagé annuellement un rendement total pour les actionnaires de 15 %. La stabilité d'un dividende croissant a certes contribué à ce résultat. Chaque année, le conseil d'administration a majoré le dividende par action, qui est passé de 0,80 \$ en 2000 à 2,08 \$ en 2015. Tout est en place pour que TransCanada affiche une croissance sans précédent qui lui permettra de devenir la principale entreprise d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord et de procurer un rendement total supérieur aux actionnaires.

Nos installations existantes constituent une base solide pour aider à financer notre programme d'investissement et appuyer la croissance future du dividende. Des apports supplémentaires de 3,8 milliards de dollars provenant des actifs mis en service ont contribué à accroître le bénéfice et les flux de trésorerie en 2014. Pour les trois prochaines années, des projets de croissance de faible à moyenne envergure de 12 milliards de dollars devraient générer une augmentation prévisible du bénéfice, des flux de trésorerie et du dividende.

Les opérateurs hautement qualifiés de nos centres de commande assurent la surveillance des pipelines de TransCanada jour et nuit, au moyen d'équipement de pointe.

Croissance du dividende



TransCanada investit plus de 1 milliard de dollars par année dans des programmes d'entretien préventif et d'intégrité pour assurer la sécurité et la fiabilité d'exploitation de ses actifs.

* Dividende annualisé selon la déclaration du premier trimestre

(1) Taux de croissance annuel composé



Zéro un objectif réaliste

AUCUN INCIDENT LIÉ À LA SÉCURITÉ N'EST ACCEPTABLE.

NOTRE OBJECTIF DE ZÉRO

INCIDENT EST RÉALISTE, ET NOUS NE SERONS SATISFAITS QUE LORSQUE NOUS L'AURONS ATTEINT.



photo principale :

La pratique est importante : nous avons réalisé, en 2014, plus de 100 exercices d'intervention d'urgence à l'échelle de l'Amérique du Nord pour préparer nos employés, entrepreneurs et partenaires communautaires à l'éventualité peu probable d'un incident lié à la sécurité à nos installations.

Pour maximiser la valeur de nos pipelines et de nos installations énergétiques, il faut constamment nous assurer qu'ils sont conçus, construits et exploités de façon sécuritaire et fiable. La priorité de notre entreprise est de veiller à ce que nos employés et entrepreneurs rentrent chez eux sains et saufs chaque jour, et que nos voisins nous considèrent comme un membre de la collectivité responsable et digne de confiance.

Notre but est simple : réaliser des projets et assurer une exploitation de calibre mondial par l'obtention constante d'excellents résultats en procédant de la bonne manière. Pour y parvenir tout en prenant de l'expansion, nous devons examiner le cycle de vie de nos actifs avec discipline et méthode, et enchâsser une culture de sécurité et de qualité dans toutes nos activités. Il faut aussi nous fixer des objectifs de performance ambitieux et assumer la responsabilité de fournir des résultats cohérents et reproductibles au chapitre de la sécurité, de la qualité, de la fiabilité et de la conformité. Voilà pourquoi nous avons mis en œuvre un certain nombre de nouveaux programmes et processus opérationnels conçus pour améliorer non seulement notre propre performance, mais celle de toute l'industrie.

Notre fiche de santé et de sécurité au travail demeure parmi les meilleures de l'industrie, mais nous ne trouvons acceptable aucun incident lié à la sécurité. Nous ne serons satisfaits que lorsque nous aurons atteint notre objectif ultime de zéro incident. C'est pourquoi nous investissons en 2015 plus de 1,5 milliard de dollars dans des programmes d'intégrité et d'entretien préventif pour nos actifs et continuerons de jouer un rôle de premier plan dans des initiatives clés visant à améliorer sans cesse la qualité des constructions au sein de notre industrie. En outre, nous sommes à l'avant-garde quant à l'adoption de nouvelles technologies destinées à accroître la sécurité et l'efficacité de nos constructions et de notre exploitation. Nous avons en effet alloué plus de 80 millions de dollars depuis cinq ans à la recherche et au développement, en partenariat avec nos pairs et les gouvernements.



accent sur la sécurité



Grâce à ses forces et à son expertise en relations avec les parties prenantes ainsi qu'à l'excellence dont elle fait preuve en ingénierie, en gestion de projet et en exploitation, TransCanada est devenue un partenaire de choix pour la construction d'infrastructures énergétiques à grande échelle dont l'Amérique du Nord a besoin.



engagement
envers le
développement
responsable



13 ans

POUR LA **13^e ANNÉE D’AFFILIÉE**,
NOUS FIGURONS DANS L’**INDICE**
DOW JONES MONDIAL AXÉ SUR
LA DURABILITÉ.



Pour le projet d'oléoduc Énergie Est, la mobilisation des parties prenantes a comporté plus de 100 journées portes ouvertes ainsi que des consultations exhaustives avec plus de 7 000 membres des collectivités, 5 500 propriétaires fonciers et 155 collectivités des Premières Nations et des Métis de six provinces.

Chez TransCanada, nous avons à cœur la protection de l'environnement, non seulement parce que c'est notre devoir, mais parce que c'est notre volonté. Nous voulons agir correctement.

TransCanada est soucieuse de traiter les propriétaires fonciers avec intégrité et respect. Nous nous appliquons à établir des relations honnêtes et équitables, et à maintenir une communication ouverte tout au long du cycle de vie de nos projets.

Nous collaborons avec les organismes locaux et nationaux pour assurer la conservation des habitats importants et la protection des espèces en péril ainsi que pour éduquer le public quant aux enjeux environnementaux.

photo principale :
Oléoduc Keystone
Ces terres situées près de David City, au Nebraska, produisaient de nouveau des cultures saines en 2010, soit un an après la construction de l'oléoduc.

Nous savons qu'il ne sera pas facile de mener à bien l'ensemble des projets d'investissement de 46 milliards de dollars, car les nouveaux projets énergétiques font l'objet d'attentes grandissantes de la part des parties prenantes et d'une surveillance du public plus étroite que jamais. D'ailleurs, les normes de développement de pipelines, d'installations de production d'électricité et d'autres infrastructures énergétiques essentielles n'ont jamais été aussi strictes. Mais nous sommes prêts à relever le défi : hausser la barre en regard de notre performance et fixer les normes les plus élevées de notre industrie, tandis que nous mettrons nos plans en œuvre dans le respect des échéanciers et des budgets.

Réalisation d'étapes importantes

Nous avons franchi des étapes importantes dans le cadre de plusieurs projets en 2014, notamment le dépôt de la demande du projet d'oléoduc Énergie Est auprès de l'ONÉ. Il s'agit de la demande réglementaire la plus exhaustive de l'histoire de la société, fruit de plus de 18 mois de planification, de travail sur le terrain et de consultation des parties prenantes, incluant des discussions avec quelque 7 000 membres des collectivités, 5 500 propriétaires fonciers et 155 collectivités des Premières Nations et des Métis de six provinces. Nos projets de gazoducs en Colombie-Britannique ont beaucoup progressé au chapitre des évaluations environnementales, de la mobilisation des parties prenantes et de la consultation des Autochtones, et un certificat d'évaluation environnementale leur a été attribué à la fin de 2014. Par ailleurs, nous avons entrepris la construction de plusieurs pipelines de pétrole brut et d'installations terminales en Alberta dès la réception de l'approbation de l'Alberta Energy Regulator.

Nous avons déterminé les facteurs essentiels à notre réussite. Il s'agit de posséder des installations de calibre mondial, de démontrer un engagement profond envers la sécurité et d'agir correctement avec les milliers de propriétaires fonciers, membres de groupes d'Autochtones, leaders communautaires, propriétaires d'entreprises et parties prenantes. Nous faisons nos preuves à ces égards chaque jour, tandis que nous acheminons en toute sécurité 20 % des approvisionnements en gaz naturel du continent, transportons un cinquième des exportations de pétrole brut du Canada vers les États-Unis et produisons assez d'électricité pour alimenter 11 millions de foyers.

Accent sur la responsabilité sociale d'entreprise

Quoi qu'il en soit, notre excellente fiche de sécurité ne suffit pas. Nous avons affecté des ressources considérables pour déterminer les enjeux les plus importants auxquels notre entreprise fait face et pour mettre au point des programmes plus rigoureux permettant de faire le suivi de notre performance et de réduire les risques. Il en a découlé une cohérence et transparence plus grandes dans notre rapport de responsabilité sociale d'entreprise (« RSE »), d'ailleurs reconnu par des agences de notation externes en matière de RSE. Pour la 13^e année d'affilée, nous figurons dans l'indice mondial Dow Jones axé sur la durabilité, et, en 2014, avons regagné notre place dans l'indice Dow Jones nord-américain axé sur la durabilité. Enfin, notre société a été reconnue par le CDP ayant son siège à Londres (anciennement le Carbon Disclosure Project) comme chef de file pour la divulgation de ses émissions de carbone, de même que pour sa stratégie d'atténuation des risques d'exploitation posés par le changement climatique.

Nous exploitons des installations dans toute l'Amérique du Nord depuis des décennies. Nos employés et leur famille prennent une part active dans les collectivités où ils vivent et travaillent. Nous considérons donc comme la pierre angulaire de nos activités l'établissement et le maintien de relations à long terme. Nous bâtissons ces relations en traitant directement avec les gens que touchent nos projets, en étant à l'affût de leurs besoins et de leurs préoccupations, et en leur offrant des solutions positives. Nos relations renforcent la confiance à l'égard de notre entreprise, ce qui nous permet de continuer à approvisionner la société en énergie requise, tout en répondant aux besoins actuels et futurs de nos clients.

À titre de transporteur de gaz naturel parmi les plus importants du continent, nous jouerons un rôle essentiel dans le développement des nouvelles infrastructures améliorées requises, à commencer par nos projets garantis sur le plan commercial déjà en construction d'une valeur de 20 milliards de dollars.



20 %

NOUS LIVRONS **EN TOUTE SÉCURITÉ 20 %** DE L'ENSEMBLE DU **GAZ NATUREL CONSOMMÉ QUOTIDIENNEMENT EN AMÉRIQUE DU NORD.**



gazoducs



En 2014, 900 millions de dollars de nouvelles installations ont été mises en service sur le réseau de NGTL et au Mexique, les deux régions que vise essentiellement notre plan de croissance à court terme pour le secteur des gazoducs.

TransCanada exploite des réseaux de gazoducs de 68 000 km (42 100 milles), une longueur équivalente à 1,7 fois la circonférence de la Terre.

Nous avons sécurisé l'avenir du gazoduc d'ANR aux États-Unis par le truchement d'ententes à long terme pour le transport de gaz naturel des formations de Marcellus et d'Utica vers les marchés clés.

TransCanada exploite des actifs de gazoducs de 27 milliards de dollars au Canada, aux États-Unis et au Mexique. La mise en service du prolongement de 235 km (146 milles) du pipeline de Tamazunchale a eu lieu en novembre 2014.

photo principale : Avec une capacité de 368 milliards de pieds cubes, TransCanada est le troisième fournisseur de services de stockage de gaz naturel en Amérique du Nord.

Le secteur des gazoducs demeure le plus imposant de TransCanada. Les énormes changements ayant eu lieu sur le marché nord-américain du gaz naturel ces dernières années ont été assortis tant d'occasions que de défis pour nos réseaux. Cependant, nous avons apporté des transformations à notre portefeuille d'actifs, en réaction à l'évolution des modèles de l'offre et de la demande pour garantir sa prospérité dans l'avenir. Parallèlement, nous avons saisi d'intéressantes occasions de croissance consistant à relier les approvisionnements gaziers abondants des bassins schisteux du continent aux marchés intérieurs et étrangers, existants et nouveaux.

Stabilité et croissance renouvelées

La restructuration du cadre tarifaire sur le réseau principal au Canada a entraîné, pour ce dernier, une stabilité et une concurrence accrues, comme suite au règlement auquel nous sommes parvenus avec les trois principales entreprises de distribution locales du Québec et de l'Ontario, approuvé par l'ONÉ vers la fin de 2014. Ce règlement permettra d'acheminer plus facilement la production de gaz naturel du Nord-Est des États-Unis aux marchés desservis par les installations de TransCanada et garantira la stabilité du réseau principal au Canada pour les 15 prochaines années. De plus, ce règlement contribuera pour 500 millions de dollars en nouveaux projets d'investissement qui ajouteront la capacité requise dans le triangle de l'Est, tout en nous permettant de recouvrer nos coûts sur tout le réseau. Par ailleurs, nous sommes allés de l'avant avec le vaste projet de prolongement du tronçon sud du triangle de l'Est : nous avons déposé une demande auprès de l'ONÉ pour le projet du réseau principal de l'Est de 1,5 milliard de dollars qui ajoutera de la capacité dans le corridor Toronto-Ottawa, afin de continuer à fournir aux marchés du Sud de l'Ontario et du Québec un approvisionnement en gaz naturel abondant. Grâce à l'ajout de 245 kilomètres de nouvelles canalisations au sein du réseau principal de l'Est, nous serons en mesure de convertir quelque 3 000 kilomètres de pipeline du réseau principal n'étant pas entièrement visés par des contrats pour le transport du pétrole brut dans le cadre du projet d'oléoduc Énergie Est. Cette initiative réduira les coûts et accroîtra la stabilité pour les expéditeurs de gaz, tout en garantissant à l'Est canadien un approvisionnement gazier suffisant pour chauffer ses foyers, écoles et hôpitaux.

Engagements à long terme

De même, nous avons sécurisé l'avenir du gazoduc d'ANR aux États-Unis par le truchement d'ententes à long terme d'une durée moyenne de 23 ans, visant le transport de près de 2 milliards de pieds cubes par jour de gaz naturel au départ des formations de Marcellus et d'Utica, à destination de marchés clés. Ces ententes comprennent le soutien d'un programme d'inversion de l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR, afin qu'il puisse transporter davantage de gaz naturel vers le sud, sur la côte du golfe, où les marchés connaissent une remontée de la demande aux fins industrielles et d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») par les terminaux proposés. Les nouveaux contrats conclus permettront d'exploiter pleinement le réseau d'ANR et offriront des assises solides pour explorer d'autres prolongements en vue du transport d'approvisionnements gaziers en hausse vers les principaux marchés nord-américains.

En 2014, 900 millions de dollars de nouvelles installations ont été mises en service sur le réseau de NGTL et au Mexique, les deux régions que vise essentiellement notre plan de croissance à court terme pour le secteur des gazoducs. Au sein du réseau de NGTL, des actifs d'une valeur de 300 millions de dollars sont devenus opérationnels, et un investissement de 4,8 milliards de dollars est attendu d'ici à la fin de 2017. NGTL, qui reste le principal réseau de collecte de l'Alberta et du Nord-Est de la Colombie-Britannique, achemine la production croissante des riches gisements de Duvernay, Montney et Horn River. Au Mexique, le prolongement de 600 millions de dollars US du pipeline de Tamazunchale sur un sol très accidenté démontre notre expertise en ingénierie et en gestion de projet. Les projets pipeliniers de Topolobampo et de Mazatlan doubleront d'ici à 2016 la valeur de notre portefeuille d'actifs au Mexique, le portant à 2,6 milliards de dollars US. En outre, nous tentons d'obtenir d'autres projets, étant donné que le pays se tourne vers un usage accru du gaz naturel pour sa production d'électricité et son développement industriel.

TransCanada contribuera ultérieurement à concrétiser les plans de la Colombie-Britannique : développer une industrie d'exportation de GNL sur la côte Ouest. Nous avons réussi à conclure des ententes avec plusieurs Premières Nations dans le Nord de la Colombie-Britannique. Nos équipes poursuivront l'établissement de relations et la tenue de discussions constructives avec les collectivités le long de nos emprises pour s'assurer qu'elles profitent des retombées à long terme qu'offre cette occasion historique de développement de GNL. Les projets de transport de gaz de Prince Rupert et Coastal GasLink sont appuyés par de grandes sociétés énergétiques mondiales qui n'ont pas encore pris de décisions d'investissement finales quant au développement de GNL. Selon toute attente, les deux projets devraient être mis en service d'ici à la fin de la décennie.

Les pipelines de liquides sont le pilier principal du plan de croissance de TransCanada avec de nouveaux projets en cours, d'une valeur de 25 milliards de dollars appuyés par des contrats à long terme, qui seront achevés d'ici à la fin de la décennie.



1/5

LE RÉSEAU D'OLÉODUCS KEYSTONE
TRANSPORTE **UN CINQUIÈME** DES
EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT
CANADIEN VERS LES ÉTATS-UNIS.



pipelines de liquides



Nos antécédents à titre d'exploitant de gazoducs et de pipelines de liquides en Alberta ont été déterminants dans l'obtention de nouveaux investissements de 3,6 milliards de dollars pour le transport de la production croissante de pétrole brut dans la province.

Au Texas, la construction de la canalisation latérale et du terminal de Houston a commencé au coût de 600 millions de dollars US. Elle emploie des membres de tribus locales pour assurer la surveillance, advenant la découverte imprévue de sites d'importance culturelle.

Nous nous taillons une place enviable dans le secteur du transport des hydrocarbures liquides, grâce à l'adoption d'une stratégie destinée à relier les principales régions productrices du Canada et des États-Unis aux marchés de raffinage intérieurs et étrangers. Le réseau d'oléoducs Keystone s'avère une plateforme de croissance précieuse, tandis que notre expérience dans le repositionnement d'installations de gaz naturel sous-utilisées contribue à répondre à la demande grandissante de transport de pétrole brut sur tout le continent.

BAIIA supérieur à 1 g\$

Keystone a transporté en toute sécurité plus de 830 millions de barils de pétrole brut du Canada aux marchés américains depuis sa mise en exploitation, en juillet 2010. Grâce au prolongement sur la côte du golfe achevé en janvier 2014, le réseau offre dorénavant une voie directe à nos expéditeurs au départ de Hardisty, en Alberta, à destination des raffineries de Port Arthur, au Texas, sur la côte du golfe. L'apport de Keystone au bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») a de ce fait dépassé 1 milliard de dollars en 2014. La portée de notre réseau pipelinier sera davantage élargie en 2015, à l'achèvement du projet de canalisation latérale et de terminal de Houston.

Nos antécédents à titre d'exploitant de gazoducs et de pipelines de liquides en Alberta ont été déterminants dans l'obtention de nouveaux investissements de 3,6 milliards de dollars pour le transport de la production croissante de pétrole brut dans la province. Ces projets serviront de tremplin à nos expéditeurs pour accéder à divers marchés de pétrole brut via Keystone et les projets proposés Keystone XL et d'oléoduc Énergie Est. De plus, la construction des projets pipeliniers Grand Rapids et Northern Courier a commencé au deuxième semestre de 2014 au coût respectif de 1,5 milliard et 900 millions de dollars, après approbation de l'Alberta Energy Regulator.

Engagement à construire Keystone XL

TransCanada et ses expéditeurs maintiennent leur engagement à construire Keystone XL, malgré les délais sans précédent dans le cadre de ce projet indispensable. Nous sommes ravis que l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental publié à la fin de janvier 2014 par le Département d'État vienne renforcer les conclusions précédentes selon lesquelles la construction et l'exploitation de Keystone XL auraient des incidences environnementales minimales. Le rapport réitérait les avantages du projet, à savoir l'accroissement de la sécurité énergétique des États-Unis ainsi que la création de plus de 40 000 emplois et de milliards de dollars d'activité économique au pays. La décision de la Cour suprême du Nebraska de valider le tracé pipelinier dans l'État, rendue au début de 2015, permet au Département d'État de procéder à l'évaluation de la détermination de l'intérêt national. Keystone XL devrait être mis en service environ deux ans après l'obtention du permis présidentiel autorisant le franchissement de la frontière canado-américaine.

Énergie Est sur sa lancée

En ce qui a trait au projet d'oléoduc Énergie Est de 12 milliards de dollars, des contrats d'achat ferme à long terme ont été conclus pour l'acheminement d'environ un million de barils par jour de pétrole brut de l'Ouest canadien aux raffineries et aux terminaux marins proposés dans l'Est du Canada. Ce projet novateur, qui vise à réaffecter plus de 3 000 kilomètres de canalisations sous-utilisées du réseau principal au Canada, continue de gagner l'appui de la population. Les Canadiens reconnaissent en effet les avantages que représentent un meilleur accès au marché pour nos précieuses ressources énergétiques et l'indépendance de l'Est canadien par rapport aux importations de pétrole brut.

Nous avons déposé une demande exhaustive auprès de l'ONÉ pour le projet d'oléoduc Énergie Est à la fin d'octobre dernier. Le début des livraisons de pétrole brut est prévu d'ici à la fin de 2018, sous réserve des approbations réglementaires.

Nos projets garantis sur le plan commercial transformeront l'entreprise. De concert avec des projets de moindre envergure, la concrétisation de Keystone XL et d'Énergie Est nous fournira quelque 2,5 millions de barils par jour de capacité longue distance, dont environ 2 millions de barils par jour seront appuyés par des contrats à long terme. Ce faisant, nous deviendrons le chef de file du transport d'hydrocarbures liquides.

À l'écoute des collectivités : La demande du projet d'oléoduc Énergie Est comprenait la rétroaction de milliers de propriétaires fonciers, de membres de groupes d'Autochtones et de collectivités de six provinces.

Le projet de prolongement de la côte du golfe sur le réseau d'oléoducs Keystone offre une voie directe à nos expéditeurs au départ de Hardisty, en Alberta, à destination des raffineries de Port Arthur, au Texas, sur la côte américaine du golfe.

photo principale : Le terminal de Hardisty, en Alberta, carrefour pétrolier de TransCanada.

Nous bénéficions d'une masse critique sur nos principaux marchés énergétiques nord-américains et sommes bien placés pour saisir les occasions futures.



11M de foyers

TRANSCANADA DÉTIENT EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE OU PARTIELLE DES ACTIFS DE **PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'UNE CAPACITÉ DE 10 900 MW** DANS TOUTE L'AMÉRIQUE DU NORD, SOIT ASSEZ POUR **ALIMENTER 11 MILLIONS DE FOYERS.**



énergie



Notre secteur de l'énergie a affiché une bonne performance en 2014. Il a généré un BAIIA de plus de 1,3 milliard de dollars, grâce au solide rendement de la centrale nucléaire de Bruce Power, en Ontario, ainsi que de nos installations américaines de production d'électricité.

La centrale nucléaire de Bruce Power, en Ontario, produit environ un tiers de l’approvisionnement en électricité de la province.

Nous sommes la plus grande entreprise privée du secteur énergétique au Canada; nous détenons des participations dans des actifs d’une capacité de production de 10 900 MW, dont le tiers provient de sources sans émissions, à savoir l’énergie nucléaire, éolienne, solaire et hydroélectrique. Notre portefeuille diversifié se compose de 19 centrales électriques qui sont appuyées par des contrats à long terme à faible coût ou par des sources de revenus stables. Nous visons sans relâche à maximiser le bénéfice des infrastructures essentielles que représentent nos installations sur les marchés clés de l’Alberta, de l’Est du Canada, de la Nouvelle-Angleterre, de l’Arizona et de New York. Notre expérience de ces marchés nous met dans une excellente position pour l’avenir, alors qu’ils nous présenteront des occasions de répondre à la hausse de la demande en remplaçant des installations plus vieilles par de nouvelles qui produisent de l’électricité à intensité carbonique réduite.

Solide performance

Notre secteur de l’énergie a affiché une bonne performance en 2014, avec un BAIIA supérieur à 1,3 milliard de dollars. Parmi les facteurs ayant contribué, citons le solide rendement de la centrale nucléaire de Bruce Power, en Ontario, dont les huit réacteurs sont en exploitation et fournissent environ un tiers de l’approvisionnement en électricité de la province, de même que le résultat de même calibre de nos installations américaines. Nous avons élargi notre portefeuille de sources d’énergie renouvelable par l’acquisition de quatre autres installations solaires en Ontario.

En outre, nous avons obtenu les permis nécessaires reliés à la centrale électrique ontarienne de Napanee de 1 milliard de dollars en cours d’aménagement, dont la construction a commencé en janvier 2015. Cette centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel, hautement efficace, est située à Greater Napanee et produira 900 MW aux termes d’un contrat d’approvisionnement en énergie propre de 20 ans avec la SIERE.

Occasions de croissance

L’Alberta demeure un marché attrayant pour les investissements à long terme, étant donné que la demande d’électricité y est en hausse et que vers la fin de la décennie, une partie du parc de centrales au charbon, fournissant plus de 800 MW, sera fermée parce que les installations seront à la fin de leur vie utile. Nous croyons donc que cette situation présentera des occasions d’ajouter de la capacité nouvelle et de remplacement durant la seconde moitié de la décennie.

Nous continuerons d’explorer d’autres occasions de croissance sur les marchés où nous sommes établis et bénéficions d’un avantage concurrentiel, au moyen de projets de développement ou d’acquisitions. Il pourrait s’agir de la remise en état d’autres centrales nucléaires en Ontario, d’ajout de capacité additionnelle ou de remplacement visant des actifs des marchés du Nord-Est des États-Unis ou encore de nouvelles installations de production d’électricité au Mexique, marché où nous sommes établis et prenons de l’expansion, tandis qu’il poursuit sa maturité et son évolution.

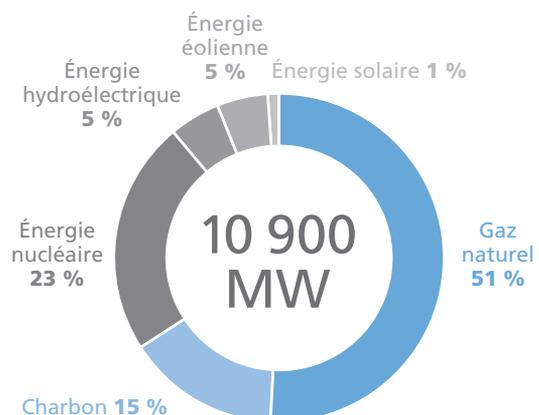
Située dans le quartier Queens de New York, la centrale de Ravenswood a la capacité de produire plus de 20 % des besoins en électricité de la ville de New York.

TransCanada exploite huit centrales solaires en Ontario et procure à la province de l’énergie renouvelable selon un contrat à long terme.

photo principale :
TransCanada a investi au-delà de 5 milliards de dollars dans des actifs de production d’énergie sans émissions, dont le parc éolien de Kibby, au Maine.

Sources de combustible

Un tiers de l’énergie que nous produisons provient de sources sans émissions.



équipe de haute direction

**Kristine Delkus**

Vice-présidente directrice et chef du contentieux

Karl Johannson

Vice-président directeur et président, Gazoducs

Russ Girling

Président et chef de la direction

Wendy Hanrahan

Vice-présidente directrice, Services généraux

Bill Taylor

Vice-président directeur et président, Énergie

Alex Pourbaix

Vice-président directeur et président, Aménagement

Jim Baggs

Vice-président directeur, Exploitation et ingénierie

Paul Miller

Vice-président directeur et président, Oléoducs

Don Marchand

Vice-président directeur et chef des finances

Notre excellent bilan nous procure la souplesse financière nécessaire pour mettre en œuvre notre plan de croissance ambitieux.

en position de réussite

Toutes les conditions sont réunies pour que TransCanada génère une valeur et un rendement de l'action considérables dans les prochaines années. Notre stratégie opérationnelle durable fait ses preuves depuis 15 ans. Nous restons centrés sur la maximisation de nos actifs existants et l'exécution de nos 46 milliards de dollars en projets d'investissement garantis sur le plan commercial. De plus, nous continuons à rechercher les occasions de croissance interne à faible risque qu'entraînera l'élargissement de notre portefeuille d'actifs à l'échelle de l'Amérique du Nord.

Nos excellents bilan et cotes de crédit nous procurent la souplesse financière nécessaire pour mettre en œuvre notre plan de croissance ambitieux, saisir les occasions pertinentes et avoir accès à du capital considérable, à des conditions intéressantes et en tous points du cycle économique. Nous poursuivons l'évaluation de nos sources de financement et de la gestion de notre portefeuille, afin d'accroître les rendements pour les actionnaires; nous comptons honorer notre engagement à vendre le reste des actifs de gazoducs américains à notre société en commandite, TC PipeLines, LP.

Nous avons pour objectif de maximiser la valeur actionnariale à long terme, en misant résolument sur le rendement de l'action. D'ici à la fin de la décennie, à mesure que progressera l'exécution de nos projets d'investissement garantis sur le plan commercial, nous nous attendons à produire une croissance importante et durable du bénéfice, des flux de trésorerie et du dividende.

Rapport de gestion

Le 12 février 2015

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés comparatifs audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2014, qui ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR »).

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	22
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	26
• Trois entreprises essentielles	26
• Notre stratégie	29
• Programme d'investissement	30
• Points saillants des résultats financiers de 2014	31
• Perspectives	37
GAZODUCS	39
PIPELINES DE LIQUIDES	59
ÉNERGIE	71
SIÈGE SOCIAL	95
SITUATION FINANCIÈRE	98
AUTRES RENSEIGNEMENTS	107
• Risques et gestion des risques	107
• Contrôles et procédures	114
• Attestations du chef de la direction et du chef des finances	115
• Estimations comptables critiques	115
• Instruments financiers	118
• Modifications comptables	121
• Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR	123
• Résultats trimestriels	125
• Points saillants des résultats du quatrième trimestre de 2014	127
GLOSSAIRE	132

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TransCanada » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à TransCanada Corporation et ses filiales.

Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 132.

Tous les renseignements sont en date du 12 février 2015 et tous les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATION PROSPECTIVE

Nous communiquons de l'information prospective afin d'aider les investisseurs actuels et éventuels à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et perspectives financières pour l'avenir, ainsi que des perspectives futures en général.

Les énoncés prospectifs reposent sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement des verbes comme « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent rapport de gestion peuvent inclure des renseignements portant notamment sur :

- les perspectives commerciales;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les calendriers prévus dans le cas des projets planifiés (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et elles sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

Hypothèses

- les taux d'inflation, le prix des produits de base et les prix de capacité;
- le moment des opérations de financement et de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;

- les taux d'imposition;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- les acquisitions et les désinvestissements.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre nos initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques donneront les résultats escomptés;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par notre entreprise pipelinrière;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations;
- les fluctuations du prix des produits de base du marché;
- les changements sur le plan de la situation politique;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- l'accès aux marchés financiers;
- les taux d'intérêt et de change;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Pour obtenir des renseignements sur d'autres données financières consolidées de TransCanada pour les cinq derniers exercices, voir la rubrique « Renseignements complémentaires » qui commence à la page 201.

Il est également possible d'obtenir de plus amples renseignements sur TransCanada dans la notice annuelle et d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAIL;
- fonds provenant de l'exploitation;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAIL comparable;
- amortissement comparable;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres comparables;
- charge d'impôts comparable.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis, et elles pourraient donc ne pas être semblables aux mesures présentées par d'autres entités.

BAIIA et BAIL

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure le bénéfice avant la déduction des charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle et des dividendes sur les actions privilégiées et il inclut le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAIL mesure le bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'une mesure utile pour évaluer la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur puisqu'il est l'équivalent de notre bénéfice sectoriel.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la production de rentrées par nos actifs. Voir la rubrique intitulée « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
BAlIA comparable	BAlIA
BAll comparable	bénéfice sectoriel
amortissement comparable	amortissement
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
charge d'impôts comparable	charge d'impôts

Toute décision d'exclure un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Il peut s'agir notamment :

- de certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- de remboursements et d'ajustements d'impôts sur le bénéfice;
- de gains ou de pertes à la vente d'actifs;
- de règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et de règlements dans le cadre de faillites;
- de l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- de réductions de valeur d'actifs et d'investissements.

Nous excluons du calcul du résultat comparable les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces variations non réalisées de la juste valeur ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Au sujet de la société

Forte d'une expérience de plus de 60 ans, TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel.

TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

Nous divisons nos activités en trois secteurs : les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. Nous comptons aussi un secteur qui n'est pas lié à l'exploitation et qui regroupe des fonctions administratives et intégrées visant à appuyer les secteurs d'exploitation et à en assurer la gouvernance.

Notre portefeuille d'actifs énergétiques de 59 milliards de dollars permet de répondre aux besoins de gens qui se fient à nous pour les approvisionner chaque jour en électricité de manière sécuritaire et fiable. Nous menons nos activités d'exploitation dans sept provinces canadiennes, dans 35 États américains et au Mexique.

Gazoducs

Gazoducs au Canada

1 Réseau de NGTL	—
2 Réseau principal au Canada	—
3 Foothills	—
4 TransQuébec & Maritimes (« TQM »)	—

Gazoducs aux États-Unis

5 Pipeline d'ANR	—
5a Stockage de gaz naturel réglementé d'ANR	🔥
6 Bison	—
7 Gas Transmission Northwest (« GTN »)	—
8 Great Lakes	—
9 Iroquois	—
10 North Baja	—
11 Northern Border	—
12 Portland	—
13 Tuscarora	—
14 TC Offshore	—

Gazoducs au Mexique

15 Guadalajara	—
16 Tamazunchale	—

En construction

17 Gazoduc de Mazatlan	---
18 Gazoduc de Topolobampo	---

En cours d'aménagement

19 Gazoduc de GNL de l'Alaska
20 Coastal GasLink
21 Projet de transport de gaz de Prince Rupert
22 Réseau principal North Montney
23 Canalisation principale Merrick
24 Réseau principal de l'Est

Pipelines de liquides

Pipelines canado-américains

25 Réseau d'oléoducs Keystone	—
26 Cushing Marketlink	●

En construction

27 Latéral de Houston	---
28 Terminal de Houston	●
29 Terminal de Keystone à Hardisty	●

30 Pipeline Grand Rapids	---
31 Pipeline Northern Courier	---

En cours d'aménagement

32 Bakken Marketlink	●
33 Keystone XL
34 Pipeline Heartland
35 Terminaux de TC	●
36 Oléoduc Énergie Est
37 Pipeline Upland

Énergie

Canada – Installations énergétiques de l'Ouest

38 Bear Creek	⚡
39 Carseland	⚡
40 Coolidge ¹	⚡
41 Mackay River	⚡
42 Redwater	⚡
43 CAE de Sheerness	🏠
44 CAE de Sundance A	🏠
44 CAE de Sundance B	🏠

Canada – Installations énergétiques de l'Est

45 Bécancour	⚡
46 Cartier énergie éolienne	🌪
47 Grandview	⚡
48 Halton Hills	⚡
49 Portlands Energy	⚡
50 Énergie solaire en Ontario (8 centrales)	☀

Bruce Power

51 Bruce A	🏠
51 Bruce B	🏠

Installations énergétiques aux États-Unis

52 Parc éolien de Kibby	🌪
53 Ocean State Power	⚡
54 Ravenswood	⚡
55 TC Hydro	🌊

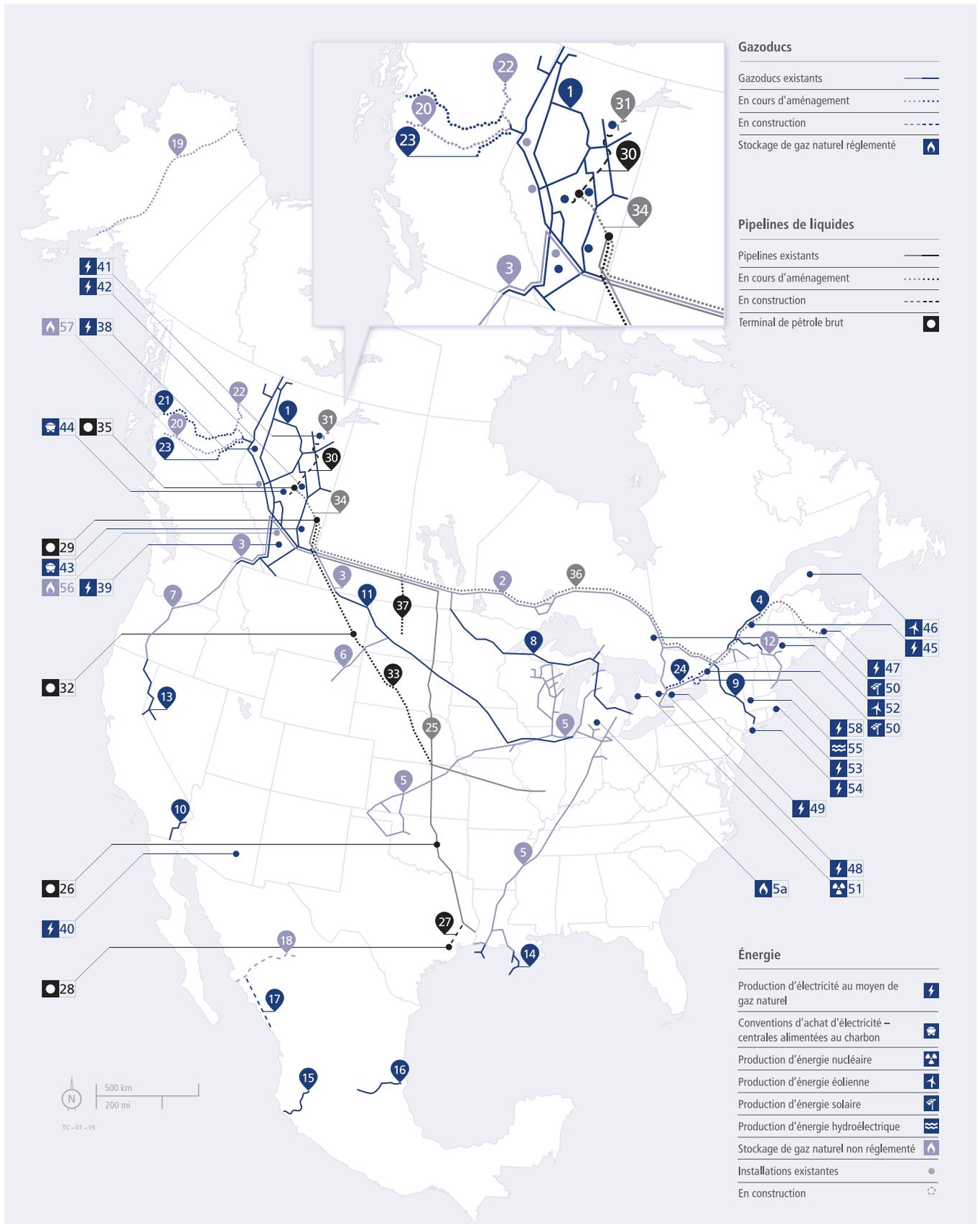
Stockage de gaz naturel non réglementé

56 CrossAlta	🔥
57 Edson	🔥

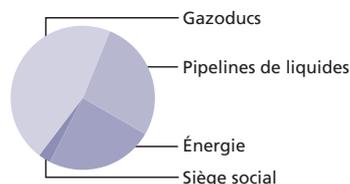
En construction

58 Napanee	⚡
------------	---

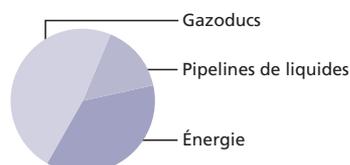
¹ Centrale située en Arizona, dont les résultats font partie du secteur Canada – Installations énergétiques de l'Ouest



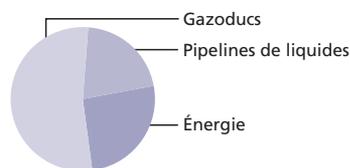
aux 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Total de l'actif		
Gazoducs	27 103	25 165
Pipelines de liquides	16 116	13 253
Énergie	14 197	13 747
Siège social	1 531	1 733
	58 947	53 898



exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Total des produits		
Gazoducs	4 913	4 497
Pipelines de liquides	1 547	1 124
Énergie	3 725	3 176
	10 185	8 797

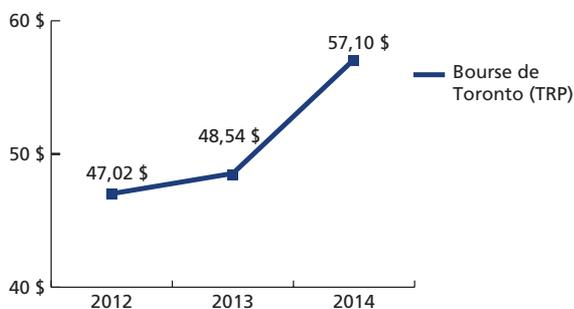


exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Bénéfice sectoriel		
Gazoducs	2 187	1 881
Pipelines de liquides	843	603
Énergie	1 051	1 113
Siège social	(150)	(124)
	3 931	3 473



Cours de l'action ordinaire

aux 31 décembre



Actions ordinaires en circulation – moyenne

(millions)

2014	708
2013	707
2012	705

Au 9 février 2015 Actions ordinaires

Émises et en circulation

709 millions

Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	9,5 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	12,5 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	14 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 5	14 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10

Options permettant d'acheter des actions ordinaires

En circulation

8 millions

Pouvant être exercées

5 millions

NOTRE STRATÉGIE

Nos infrastructures énergétiques regroupent des actifs pipeliniers et énergétiques qui collectent, transportent, produisent, stockent et livrent du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres produits pétroliers, ainsi que de l'électricité, afin de répondre aux besoins des entreprises et des collectivités nord-américaines.

Nous nous voyons devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord se concentrant sur les possibilités qui se présentent à l'égard des pipelines et de la production d'électricité dans des régions où elle bénéficie ou pourrait bénéficier d'un solide avantage concurrentiel.

Éléments clés de la stratégie

1 Maximiser la valeur de nos infrastructures énergétiques et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie

Aperçu de la stratégie

- Les infrastructures de longue durée et les ententes commerciales à long terme constituent la pierre d'angle de notre modèle commercial à faible risque.
- Nos actifs pipeliniers comptent d'importants gazoducs et oléoducs qui relient les bassins d'approvisionnement à longue durée de vie aux marchés stables et en plein essor, ce qui les rend aptes à produire des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables.
- Dans le secteur de l'énergie, des conventions de vente d'énergie à long terme et des conventions commerciales à plus court terme à des clients de gros et à la demande servent à gérer et à optimiser notre portefeuille et à gérer la volatilité des prix.

2 Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement

Aperçu de la stratégie

- Nous développons des projets de grande qualité à long terme dans le cadre de notre programme d'investissement actuel de 46 milliards de dollars, composé de 12 milliards de dollars destinés à des projets à court terme et de 34 milliards de dollars destinés à des projets à moyen et long terme. L'apport de ces projets aux résultats devrait s'accroître à court, moyen et long terme au fur et à mesure de leur mise en service.
- Notre expertise en matière de gestion des risques liés à la construction et de maximisation de la productivité des investissements assure une attention vigilante à la qualité, au coût et au calendrier et, de ce fait, permet d'offrir aux clients un service supérieur et un rendement aux actionnaires.
- Dans le cadre de la stratégie de croissance, nous puisons dans cette expérience ainsi que dans notre expertise en matière de réglementation, d'échanges commerciaux, de gestion financière, de droit et d'exploitation pour assurer la réussite des activités de construction et d'intégration de nouvelles installations énergétiques et pipeliniers.
- Nos investissements accrus dans des centrales alimentées au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, à l'énergie éolienne, à l'énergie hydraulique et à l'énergie solaire témoignent de notre engagement à l'égard de l'énergie propre et durable.

3 Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur de grande qualité

Aperçu de la stratégie

- Nous nous concentrons sur des projets de croissance des secteurs pipelinier et énergétique dans les régions névralgiques de l'Amérique du Nord.
- Nous évaluons les occasions d'acquiescer et d'aménager des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel et qui permettent d'accéder à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants.
- Nous attendons que les conditions du marché soient favorables et que les risques et les rendements inhérents soient acceptables avant de mener à bien tous les travaux d'élaboration et de construction de certains projets.

4 Maximiser notre capacité concurrentielle

Aperçu de la stratégie

- Nous cherchons constamment à rehausser notre capacité concurrentielle pour offrir une valeur actionnariale maximale à court, moyen et long terme.

Avantage concurrentiel

Nous tirons notre avantage concurrentiel de notre longue expérience du domaine des infrastructures énergétiques et d'une démarche disciplinée sur le plan de la gestion des projets et des activités d'exploitation et de l'investissement de capitaux.

- Leadership fort – Envergure, présence, compétences en exploitation et en élaboration de stratégies, expertise en matière de soutien financier, juridique, commercial et réglementaire.
- Portefeuille de grande qualité – Un modèle commercial à faibles risques sert à maximiser la valeur des actifs et des positions commerciales tout au long de leur cycle de vie.
- Discipline rigoureuse – Niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques; priorité à l'excellence opérationnelle; valeurs fondamentales dominées par un engagement envers la santé, la sécurité et la protection de l'environnement.
- Position financière – Excellente réputation de société à la performance financière soutenue ainsi qu'à la stabilité financière et à la rentabilité à long terme; démarche disciplinée sur le plan de l'investissement de capitaux; capacité d'accéder à des montants en capitaux considérables et à prix concurrentiel pour soutenir notre croissance; société en commandite principale stable et croissante qui complète notre programme de financement; capacité de maintien de l'équilibre des dividendes croissants sur nos actions ordinaires et de la souplesse financière pour financer des programmes d'investissement de pointe dans toutes les conditions de marché.
- Relations à long terme – Relations transparentes à long terme avec les principaux clients et parties prenantes; communication claire de la valeur de la société aux actionnaires et aux investisseurs, tant les appréciations de valeur que les risques, afin d'obtenir leur confiance et leur soutien.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement à long terme. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend un montant de 12 milliards de dollars destiné à des projets à court terme de petite et moyenne envergure et un montant de 34 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et long terme de grande échelle garantis sur le plan commercial. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change et des intérêts capitalisés.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts en raison des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et des dates relatives aux permis réglementaires.

au 31 décembre 2014 (en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Dépenses à ce jour
Projets de petite et moyenne envergure, à court terme				
Latéral et terminal de Houston	Pipelines de liquides	2015	0,6 US	0,4 US
Topolobampo	Gazoducs	2016	1,0 US	0,7 US
Mazatlan	Gazoducs	2016	0,4 US	0,2 US
Grand Rapids ¹	Pipelines de liquides	2016-2017	1,5	0,2
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,1
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,2
Réseau principal au Canada – Autres	Gazoducs	2015-2016	0,5	-
Réseau de NGTL – North Montney	Gazoducs	2016-2017	1,7	0,1
– Installations de 2016-2017	Gazoducs	2016-2017	2,7	-
– Autres	Gazoducs	2015-2016	0,4	0,1
Napanee	Énergie	2017 ou 2018	1,0	0,1
			11,6	2,1
Projets de grande échelle, à moyen et long terme				
Upland	Pipelines de liquides	2018	0,6	-
Projets de Keystone				
Keystone XL ²	Pipelines de liquides	³	8,0 US	2,4 US
Terminal de Keystone à Hardisty	Pipelines de liquides	³	0,3	0,1
Projets Énergie Est				
Énergie Est ⁴	Pipelines de liquides	2018	12,0	0,5
Réseau principal de l'Est	Gazoducs	2017	1,5	-
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique				
Coastal GasLink	Gazoducs	2019+	4,8	0,2
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs	2019+	5,0	0,3
Réseau de NGTL – Merrick	Gazoducs	2020	1,9	-
			34,1	3,5
			45,7	5,6

¹ Les données correspondent à notre participation de 50 %.

² Le coût estimatif du projet dépend du moment de l'obtention du permis présidentiel.

³ Environ deux ans à partir de la date de réception du permis de Keystone XL.

⁴ Les données ne tiennent pas compte du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2014

Nous avons recours à certaines mesures financières qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, car nous croyons qu'elles nous permettent d'être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période à l'autre et de mieux comprendre les données sur le rendement opérationnel. Ces mesures, appelées « mesures non conformes aux PCGR », pourraient ne pas être semblables aux mesures présentées par d'autres sociétés.

Points saillants

Le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable, le bénéfice avant les intérêts et les impôts (« BAII ») comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 24 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR utilisées par TransCanada et la page 123 pour voir un rapprochement entre ces mesures et leur équivalent selon les PCGR.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013	2012
Produits	10 185	8 797	8 007
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 743	1 712	1 299
par action ordinaire – de base et dilué	2,46 \$	2,42 \$	1,84 \$
BAIIA comparable	5 521	4 859	4 245
Résultat comparable	1 715	1 584	1 330
par action ordinaire	2,42 \$	2,24 \$	1,89 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Fonds provenant de l'exploitation	4 268	4 000	3 284
(Augmentation) diminution du fonds de roulement	(189)	(326)	287
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 079	3 674	3 571
Activités d'investissement			
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	3 550	4 264	2 595
Dépenses d'investissement – projets en cours d'aménagement	807	488	3
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	256	163	652
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	241	216	214
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	196	-	-
Bilan			
Total de l'actif	58 947	53 898	48 396
Dette à long terme	24 757	22 865	18 913
Billets subordonnés de rang inférieur	1 160	1 063	994
Actions privilégiées	2 255	1 813	1 224
Participations sans contrôle	1 583	1 611	1 425
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	16 815	16 712	15 687
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	1,92 \$	1,84 \$	1,76 \$
par action privilégiée de série 1	1,15 \$	1,15 \$	1,15 \$
par action privilégiée de série 3	1,00 \$	1,00 \$	1,00 \$
par action privilégiée de série 5	1,10 \$	1,10 \$	1,10 \$
par action privilégiée de série 7	1,00 \$	0,91 \$	-
par action privilégiée de série 9 ¹	1,09 \$	-	-

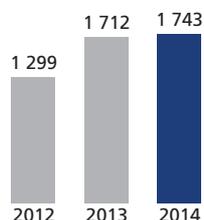
¹ Émission du 20 janvier 2014.

Résultats consolidés

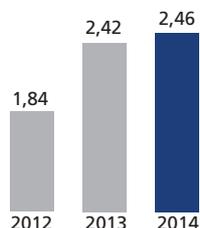
exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013	2012
Bénéfice sectoriel			
Gazoducs	2 187	1 881	1 808
Pipelines de liquides	843	603	553
Énergie	1 051	1 113	579
Siège social	(150)	(124)	(111)
Total du bénéfice sectoriel	3 931	3 473	2 829
Intérêts débiteurs	(1 198)	(985)	(976)
Intérêts créditeurs et autres	91	34	85
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 824	2 522	1 938
Charge d'impôts	(831)	(611)	(466)
Bénéfice net	1 993	1 911	1 472
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(153)	(125)	(118)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 840	1 786	1 354
Dividendes sur les actions privilégiées	(97)	(74)	(55)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 743	1 712	1 299
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	2,46 \$	2,42 \$	1,84 \$

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Bénéfice net par action – de base
exercices clos les 31 décembre
(en dollars)



Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires en 2014 se chiffrait à 1 743 millions de dollars (1 712 millions de dollars en 2013; 1 299 millions de dollars en 2012). Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net entre 2012 et 2014 :

2014

- un gain de 99 millions de dollars après les impôts sur la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité;
- une perte nette de 32 millions de dollars après les impôts découlant du paiement de résiliation à Niska Gas Storage pour la renégociation d'un contrat;
- un gain de 8 millions de dollars après les impôts à la suite de la vente de notre participation de 30 % dans Gas Pacifico/INNERGY.

2013

- l'inscription en 2013 d'un bénéfice net de 84 millions de dollars lié aux résultats de 2012 découlant de la décision rendue en 2013 par l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») sur la proposition de restructuration du réseau au Canada (« décision de 2013 de l'ONÉ »);
- un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice de 25 millions de dollars en raison de la mise en vigueur d'une loi fiscale fédérale canadienne liée à l'impôt de la Partie VI.1.

2012

- une charge de 15 millions de dollars après les impôts à la suite de la décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A. Cette charge a été constatée au deuxième trimestre de 2012, mais relativement à des montants initialement comptabilisés au quatrième trimestre de 2011.

Les postes traités ci-dessus ont été retranchés du résultat comparable pour les périodes pertinentes. Certains ajustements de la juste valeur non réalisée liés aux activités de gestion des risques sont également exclus du résultat comparable. Le solde du bénéfice net est l'équivalent du résultat comparable. On trouvera dans le tableau suivant un rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable.

Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable

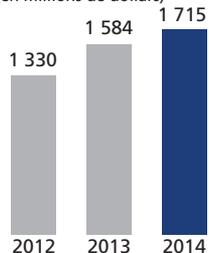
exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013	2012
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 743	1 712	1 299
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain à la vente de Cancarb	(99)	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	32	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(8)	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(84)	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	(25)	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	15
Activités de gestion des risques ¹	47	(19)	16
Résultat comparable	1 715	1 584	1 330
Bénéfice net par action ordinaire	2,46 \$	2,42 \$	1,84 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain à la vente de Cancarb	(0,14)	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	0,04	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(0,01)	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(0,12)	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	(0,04)	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	0,02
Activités de gestion des risques ¹	0,07	(0,02)	0,03
Résultat comparable par action	2,42 \$	2,24 \$	1,89 \$

¹

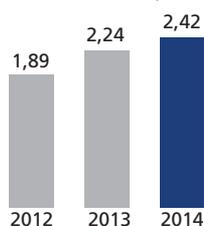
exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Installations énergétiques au Canada	(11)	(4)	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(55)	50	(1)
Stockage de gaz naturel	13	(2)	(24)
Change	(21)	(9)	(1)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	27	(16)	6
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(47)	19	(16)

Résultat comparable

Résultat comparable
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Résultat comparable par action
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



En 2014, le résultat comparable a progressé de 131 millions de dollars (hausse de 0,18 \$ par action) par rapport à 2013.

L'augmentation du résultat comparable s'explique principalement par :

- le bénéfice supplémentaire découlant du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe, qui a été mis en service en janvier 2014;
- l'augmentation des intérêts débiteurs provenant d'émissions de titres d'emprunt et une baisse des intérêts capitalisés en raison des projets mis en service;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité;
- le résultat supérieur du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014;
- l'augmentation du résultat attribuable aux gazoducs aux États-Unis en raison de la hausse des produits tirés du transport dans le cas de Great Lakes par suite des basses températures hivernales et de la demande accrue partiellement annulées par l'affaiblissement de l'apport de GTN et de Bison à la suite de la réduction de notre participation active en juillet 2013 (GTN et Bison) et en octobre 2014 (Bison);
- le résultat supérieur du secteur de l'électricité aux États-Unis, en raison surtout de la hausse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et de l'accroissement de la production des installations hydroélectriques situées dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre;
- le relèvement du résultat dégagé par le réseau principal au Canada en raison de l'accroissement des revenus incitatifs;
- le résultat supplémentaire des installations énergétiques de l'Est principalement attribuable aux installations d'énergie solaire acquises en 2013 et en 2014.

En 2013, le résultat comparable a progressé de 254 millions de dollars (hausse de 0,35 \$ par action) par rapport à 2012.

L'augmentation du résultat comparable est attribuable à :

- la hausse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power en raison du résultat supplémentaire des réacteurs 1 et 2 et de la diminution du nombre prévu de jours d'arrêt d'exploitation du réacteur 4;
- le résultat supérieur du réseau principal au Canada en raison d'un taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») plus élevé en 2013 (11,50 %) qu'en 2012 (8,08 %), à la suite de la décision de 2013 de l'ONÉ;
- le résultat supérieur des installations énergétiques aux États-Unis découlant de la hausse des prix de capacité de New York et des prix réalisés pour l'électricité;
- le résultat plus élevé du réseau de NGTL compte tenu du relèvement de la base d'investissement et des incidences du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013;
- le relèvement du résultat du réseau d'oléoducs Keystone, en raison surtout de la hausse des volumes;
- le résultat plus élevé des installations énergétiques de l'Ouest en raison d'une augmentation des volumes achetés dans le cadre de CAE;
- l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis en raison d'une diminution du résultat d'ANR et de Great Lakes.

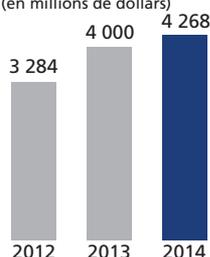
Flux de trésorerie

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation affichent une progression de 7 % pour l'exercice à l'étude, comparativement à l'exercice précédent, essentiellement pour les mêmes raisons que celles expliquant l'augmentation du résultat comparable décrites ci-dessus.

Fonds provenant de l'exploitation

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Fonds liés aux activités d'investissement

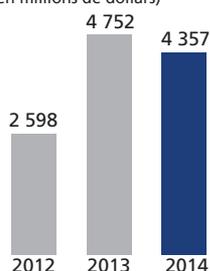
Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Gazoducs	2 136	2 021	1 389
Pipelines de liquides	1 969	2 529	1 148
Énergie	206	152	24
Siège social	46	50	37
	4 357	4 752	2 598

¹ Les dépenses d'investissement s'entendent des dépenses en immobilisations et des projets d'investissement en cours d'aménagement.

Dépenses d'investissement

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Nous avons investi 4,4 milliards de dollars en projets d'investissement en 2014 dans le cadre de notre programme d'investissement continu, ce qui concorde avec les perspectives révisées de notre rapport du troisième trimestre de 2014 présenté aux actionnaires. Le programme d'investissement est une composante clé de la stratégie visant à optimiser la valeur des actifs existants et à aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande qui devraient produire un résultat et des flux de trésorerie stables et prévisibles ainsi qu'à maximiser le rendement aux actionnaires pendant les prochaines années.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

En 2014, nous avons investi 256 millions de dollars dans nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liées à la construction de Grand Rapids. Nous avons aussi investi 241 millions de

dollars pour l'acquisition de quatre installations d'énergie solaire supplémentaires de Canadian Solar Solutions Inc.

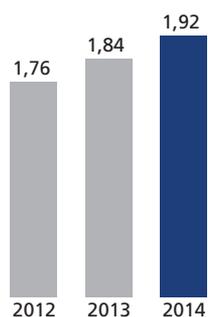
Bilan

Nous continuons de maintenir un bilan solide tout en accroissant le total de nos actifs de 10,6 milliards de dollars depuis 2012. Au 31 décembre 2014, le capital-actions ordinaire comptait pour 38 % de la structure du capital (40 % en 2013). Consulter la page 99 pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividendes

Nous avons majoré de 8 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,52 \$ par action pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2015, ce qui correspond à un dividende annuel de 2,08 \$ par action. Il s'agit du 15^e exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires a été majoré.

Dividende déclaré par action exercices clos les 31 décembre



Régime de réinvestissement des dividendes

Selon les dispositions du régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), les porteurs admissibles d'actions ordinaires ou privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements au comptant facultatifs pour acheter d'autres actions ordinaires de TransCanada.

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,52 \$ par action ordinaire (pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2015)

Dividendes annuels sur les actions privilégiées

Série 1 0,82 \$¹

Série 2 0,69 \$²

Série 3 1,00 \$

Série 5 1,10 \$

Série 7 1,00 \$

Série 9 1,06 \$

¹ En décembre 2014, 12,5 millions d'actions privilégiées de série 1 ont été converties en des actions privilégiées de série 2. Voir la rubrique intitulée « Situation financière » pour plus d'information.

² Montant annualisé de la première période de taux trimestriel variable étant donné que le taux variable sera ajusté chaque trimestre. Voir la rubrique intitulée « Situation financière » pour plus d'information.

Dividendes en trésorerie

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Actions ordinaires	1 345	1 285	1 226
Actions privilégiées	94	71	55

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Résultats » de chaque secteur et à la rubrique « Situation financière » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur ces points saillants.

PERSPECTIVES

Résultat

Nous nous attendons à ce que le résultat de 2015 soit supérieur à celui de 2014, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation de la base d'investissement moyenne pour le réseau de NGTL;
- le résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises en 2014 et l'accroissement des produits contractuels de Bécancour;
- le relèvement prévu des marges nettes et de la production provenant des installations énergétiques aux États-Unis;
- le résultat prévu associé à l'accroissement des contrats pour ANR;
- le recul du résultat du réseau principal au Canada en raison de la demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030;
- la baisse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power en raison d'une hausse des activités d'entretien prévues et des coûts d'exploitation plus élevés;
- la diminution des prix de l'électricité en Alberta et l'apport inférieur de nos activités de stockage de gaz naturel.

Les résultats seront également touchés par d'autres éléments du secteur du siège social, y compris la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction dans le contexte d'une croissance continue et des investissements effectués principalement dans Topolobampo, Mazatlan, le réseau de NGTL et le projet Énergie Est.

Les résultats de nos activités aux États-Unis sont assujettis aux fluctuations des taux de change, lesquelles sont elles-mêmes contrebalancées en grande partie par les intérêts débiteurs sur nos titres d'emprunt libellés en dollars US et par les activités de couverture comptabilisées dans le secteur du siège social.

Gazoducs

Les décisions de réglementation, et le moment où elles sont rendues, ont une incidence sur le résultat du secteur des gazoducs. Le résultat subit aussi les effets de la conjoncture, laquelle a une incidence sur la demande et sur les tarifs obtenus pour nos services.

Le résultat tiré du réseau principal au Canada devrait être plus faible en 2015 principalement en raison de la demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030 approuvée par l'ONÉ en novembre 2014. Ce résultat inférieur devrait être largement compensé par la croissance de la base d'investissement du réseau de NGTL à mesure que de nouvelles sources d'approvisionnement gazier provenant du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de l'Ouest de l'Alberta seront reliées au réseau et que nous continuerons de répondre à la demande croissante dans le marché des sables bitumineux dans le Nord-Est de l'Alberta.

Le résultat tiré des gazoducs aux États-Unis et à l'étranger devrait progresser en 2015 principalement en raison de nouveaux contrats à long terme pour ANR provenant des gisements de schiste d'Utica et de Marcellus.

Le résultat découlant de nos activités pipelinières existantes au Mexique devrait être comparable à celui de 2014.

Pipelines de liquides

En 2015, le résultat du secteur des pipelines de liquides ne devrait pas être sensiblement différent de celui de 2014. Nous continuons de rechercher d'autres gains d'efficacité opérationnelle qui permettraient, en fonction de la demande du marché, d'améliorer la capacité et les débits sur le réseau d'oléoducs Keystone.

Au fil du temps, le résultat du secteur des pipelines de liquides augmentera à mesure que les projets en cours d'aménagement sont mis en service.

Énergie

Le résultat du secteur de l'énergie est généralement maximisé grâce au maintien et à l'optimisation de l'exploitation de nos centrales électriques et de diverses activités de commercialisation. Bien qu'une grande partie de la production de ce secteur soit vendue au moyen de contrats à long terme, la production qui fait l'objet de

contrats à plus court terme ou qui est vendue au comptant continuera de subir les effets des fluctuations des prix des produits de base.

Le résultat des installations énergétiques de l'Ouest devrait afficher un recul en 2015 en raison de l'évolution des conditions du marché. Malgré la demande soutenue d'alimentation robuste en Alberta, à l'exclusion des défis d'approvisionnement du marché, de nouveaux approvisionnements en 2015 devraient exercer une pression à la baisse sur les prix sur le marché au comptant.

Le résultat des installations énergétiques de l'Est devrait se raffermir en 2015 en raison d'une année complète d'exploitation des actifs d'énergie solaire supplémentaires acquis en 2014 ainsi que de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour.

Nous nous attendons à ce que la quote-part du bénéfice de Bruce Power soit plus basse en raison principalement de la hausse des activités d'entretien prévues et des coûts d'exploitation.

Le résultat des installations énergétiques aux États-Unis devrait être plus élevé compte tenu de l'augmentation des marges nettes sur l'énergie et de la production, hausse contrée par le recul des prix de capacité de Ravenswood en raison de l'arrivée de nouvelles sources d'approvisionnement sur le marché en 2015.

Selon toute attente, le résultat du secteur du gaz naturel sera légèrement inférieur en 2015, compte tenu des moindres possibilités de réaliser des gains à court terme sur le cycle de stockage comparables aux gains réalisés durant les périodes de volatilité extrême en 2014.

Dépenses d'investissement consolidées et participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Nous prévoyons consacrer environ 6 milliards de dollars en 2015 à des projets d'investissement nouveaux ou en cours. Les dépenses d'investissement de 2015 concernent les projets de gazoducs, y compris l'expansion du réseau de NGTL, le réseau principal au Canada, Topolobampo et Mazatlan; les projets de pipelines de liquides, y compris Grand Rapids, Northern Courier, Énergie Est et Heartland; et les projets énergétiques, y compris celui de Napanee.

Gazoducs

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel à des sociétés de distribution locales, des installations de production d'électricité et d'autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Parce qu'il relie de grands bassins d'approvisionnement gazier aux marchés, nous sommes en mesure de répondre chaque jour à plus de 80 % de la demande canadienne et à environ 15 % de la demande américaine par l'entremise de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive (57 000 km ou 35 500 milles);
- gazoducs détenus partiellement (11 000 km ou 6 600 milles).

Nous détenons en outre au Michigan des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité totale de 250 milliards de pieds cubes (« Gpi³ »), ce qui fait de nous l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes en Amérique du Nord.

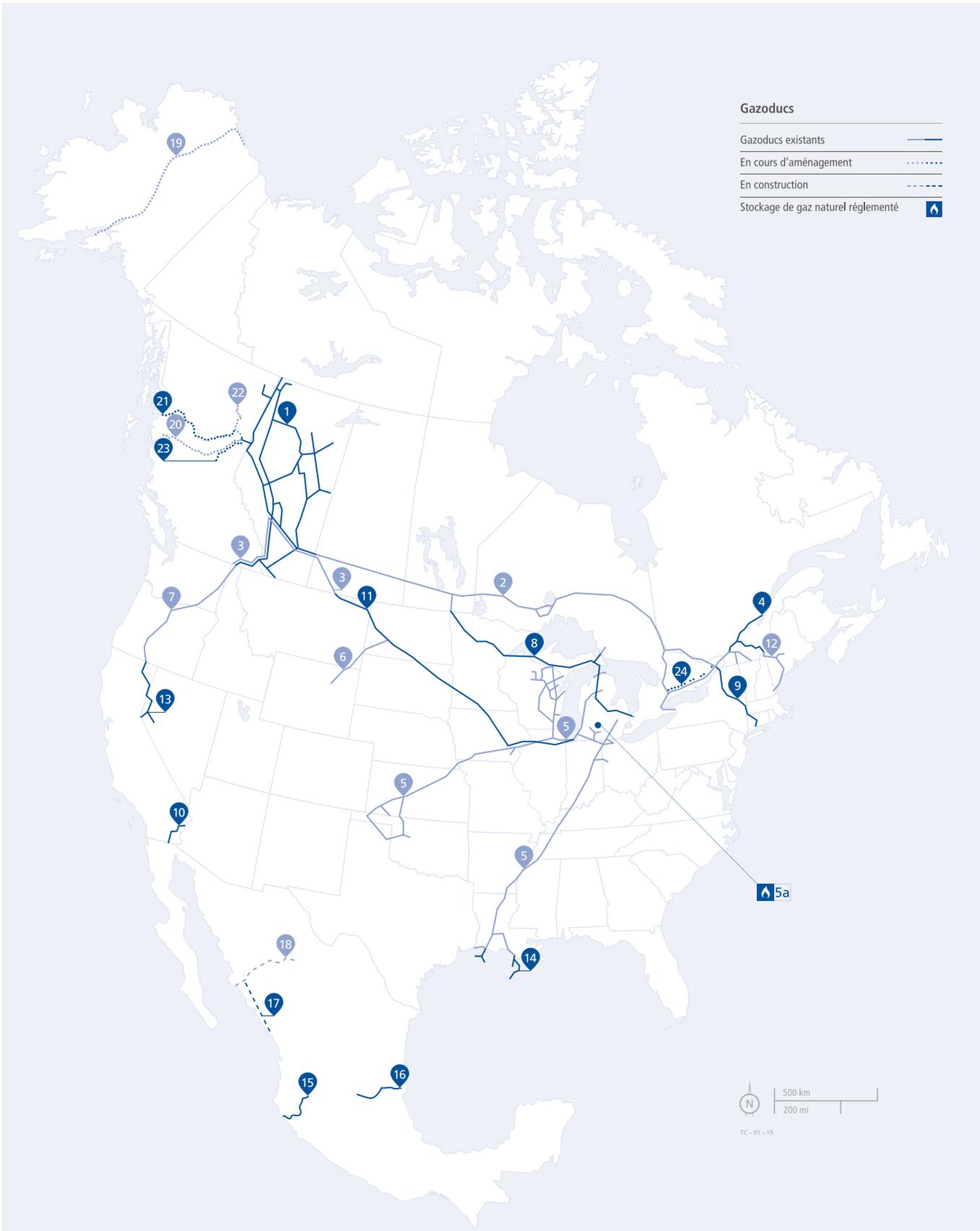
Coup d'œil sur la stratégie

Optimiser la valeur de nos réseaux de gazoducs en place tout en nous adaptant aux changements de débit gazier en Amérique du Nord est une priorité absolue.

Nous poursuivons en outre d'autres projets pipeliniers afin d'accroître la valeur de notre entreprise. Nos principales activités ciblées comprennent :

- de nouvelles possibilités d'aménagement, par exemple une infrastructure d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») à partir de la côte Ouest du Canada et du golfe du Mexique;
- l'aménagement de nouveaux gazoducs au Mexique;
- le raccordement des gazoducs à de nouveaux approvisionnements de gaz de schiste et autres au Canada et aux États-Unis;
- le raccordement à des marchés nouveaux et en plein essor.

Toutes ces activités jouent un rôle critique pour répondre aux besoins de transport pour l'offre et la demande gazières en Amérique du Nord.



Nous sommes l'exploitant de tous les gazoducs et de tous les actifs de stockage de gaz naturel réglementés suivants, à l'exception d'Iroquois.

	longueur	description	participation effective
Gazoducs au Canada			
1	Réseau de NGTL 24 525 km (15 239 milles)	Réseau qui recueille, transporte et achemine du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada, ainsi qu'à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
2	Réseau principal au Canada 14 114 km (8 770 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et celle entre l'Ontario et les États-Unis pour desservir les marchés de l'Est du Canada et qui s'interconnecte avec des installations aux États-Unis.	100 %
3	Foothills 1 241 km (771 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, de la région du Nord-Ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, de la Californie et du Nevada.	100 %
4	Trans Québec & Maritimes (« TQM ») 572 km (355 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se relier au réseau de Portland, dans le Nord-Est des États-Unis.	50 %
Gazoducs aux États-Unis			
5	Pipeline d'ANR 15 109 km (9 388 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel des bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest et au sud, vers le golfe du Mexique.	100 %
5a	Stockage d'ANR 250 Gpi ³	Installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan.	
6	Bison 487 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Nous détenons une participation effective de 28,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28,3 %
7	Gas Transmission Northwest (« GTN ») 2 178 km (1 353 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du BSOC et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills. Nous détenons une participation effective de 49,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 30 % et de notre participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP.	49,8 %
8	Great Lakes 3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, et de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'Est du Canada et le Haut-Midwest des États-Unis. Nous détenons une participation effective de 66,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP.	66,77 %
9	Iroquois 666 km (414 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis.	44,5 %
10	North Baja 138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, avant de se raccorder à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique. Nous détenons une participation effective de 28,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28,3 %
11	Northern Border 2 265 km (1 407 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC et des Rocheuses à destination des marchés du Midwest américain et se raccorde à Foothills et à Bison. Nous détenons une participation effective de 14,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP.	14,2 %

	longueur	description	participation effective
12 Portland	474 km (295 milles)	Pipeline qui est relié aux installations de TQM près d'East-Hereford, au Québec, afin de livrer du gaz naturel à des clients du Nord-Est des États-Unis.	61,7 %
13 Tuscarora	491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, vers les marchés dans le Nord-Est de la Californie et le Nord-Ouest du Nevada. Nous détenons une participation effective de 28,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28,3 %
14 TC Offshore	958 km (595 milles)	Réseau qui recueille et transporte du gaz naturel dans le golfe du Mexique à l'aide de pipelines sous-marins et de sept plateformes extracôtières pour se raccorder en Louisiane à notre réseau de pipeline d'ANR.	100 %
Gazoducs au Mexique			
15 Guadalajara	310 km (193 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo, dans l'État de Colima, à Guadalajara, dans l'État de Jalisco.	100 %
16 Tamazunchale	365 km (227 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, dans le centre-est du Mexique, à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro.	100 %
En construction			
17 Gazoduc de Mazatlan	413 km (257 milles)	Gazoduc qui assure la livraison de gaz naturel d'El Oro à Mazatlan, dans l'État de Sinaloa au Mexique. Sera raccordé au gazoduc Topolobampo à El Oro.	100 %
18 Gazoduc de Topolobampo	530 km (329 milles)	Gazoduc de transport depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Oro, dans l'État de Sinaloa, et El Encino, dans l'État de Chihuahua, jusqu'à Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
En cours d'aménagement			
19 Gazoduc de GNL de l'Alaska	1 448 km* (900 milles)	Aménagement d'un gazoduc entre Prudhoe Bay et des installations de GNL à Nikiski, en Alaska.	25 %
20 Coastal GasLink	670 km* (416 milles)	Gazoduc visant le transport de gaz naturel de la zone productrice de Montney à partir d'un point de raccordement proposé avec le réseau de NGTL près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, vers les installations proposées de LGN Canada pour l'exportation de GNL, près de Kitimat, également en Colombie-Britannique.	100 %
21 Projet de transport de gaz de Prince Rupert	900 km* (559 milles)	Gazoduc reliant la zone productrice de North Montney à partir d'un point de raccordement prévu au réseau de NGTL près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'installation d'exportation de GNL proposée de la région du Nord-Ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.	100 %
22 Réseau principal North Montney	301 km* (187 milles)	Prolongement du réseau de NGTL qui recevra du gaz naturel de la zone productrice de North Montney et qui se raccorde au réseau principal existant de NGTL à Groundbirch et au projet proposé de transport de gaz de Prince Rupert.	100 %
23 Canalisation principale Merrick	260 km* (161 milles)	Réseau qui livre du gaz naturel depuis le réseau principal existant de NGTL à Groundbirch près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à son point d'arrivée près de la collectivité de Summit Lake, en Colombie-Britannique.	100 %
24 Réseau principal de l'Est	245 km* (152 milles)	Différents pipelines et postes de compression seront ajoutés dans le triangle de l'Est du réseau principal au Canada pour répondre aux besoins des expéditeurs actuels ainsi qu'aux nouvelles exigences de service garanti à la suite de la conversion de tronçons du réseau principal pour faciliter le projet Énergie Est.	100 %
Installations du réseau de NGTL pour 2016-2017**	540 km* (336 milles)	Programme d'expansion composé de 21 projets intégrés de conduites et de postes de compression et de comptage pour répondre aux demandes de service garanti supplémentaires sur le réseau de NGTL.	100 %
* La longueur de la canalisation est estimative puisque le tracé définitif est en cours de conception.			
** Les installations ne sont pas indiquées sur la carte.			

RÉSULTATS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
BAIIA comparable	3 241	2 852	2 741
Amortissement comparable	(1 063)	(1 013)	(933)
BAI comparable	2 178	1 839	1 808
Postes particuliers :			
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	9	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	42	-
Bénéfice sectoriel	2 187	1 881	1 808

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs a augmenté en 2014 de 306 millions de dollars comparativement à 2013 et comprenait un gain de 9 millions de dollars lié à la vente de Gas Pacifico/INNERGY en novembre 2014, alors que les résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2013 comprenaient un montant de 42 millions de dollars lié à l'incidence, en 2012, de la décision de 2013 de l'ONÉ. Nous avons exclu ces montants de nos calculs du BAI comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs est l'équivalent du BAI comparable qui, ainsi que le BAIIA comparable, sont commentés ci-après.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Gazoducs au Canada			
Réseau principal au Canada	1 334	1 121	994
Réseau de NGTL	856	846	749
Foothills	106	114	120
Autres gazoducs au Canada ¹	22	26	29
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	2 318	2 107	1 892
Amortissement comparable	(821)	(790)	(715)
BAI comparable des gazoducs au Canada	1 497	1 317	1 177
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)			
ANR	189	188	254
TC PipeLines, LP ^{1,2}	88	72	74
Great Lakes ³	49	34	62
Autres gazoducs aux États-Unis (Bison ⁴ , GTN ⁵ , Iroquois ¹ , Portland ⁶)	132	183	223
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	160	100	99
Échelle internationale et autres ^{1,7}	(10)	(4)	5
Participations sans contrôle ⁸	241	186	161
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	849	759	878
Amortissement comparable	(219)	(217)	(218)
BAI comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	630	542	660
Incidence du change	68	15	-
BAI comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	698	557	660
BAIIA et BAI comparables découlant de l'expansion des affaires	(17)	(35)	(29)
BAI comparable du secteur des gazoducs	2 178	1 839	1 808
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur des gazoducs	3 241	2 852	2 741
Amortissement comparable	(1 063)	(1 013)	(933)
BAI comparable du secteur des gazoducs	2 178	1 839	1 808

¹ Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois, de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.

² En août 2014, TC PipeLines, LP a instauré son programme d'émission d'actions au cours du marché, ce qui réduira dorénavant notre participation dans TC PipeLines, LP. Le 22 mai 2013, notre participation dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 %. Le 1^{er} juillet 2013, nous avons vendu 45 % de GTN et de Bison à TC PipeLines, LP. Le 1^{er} octobre 2014, nous avons vendu notre participation résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP. Les données ci-après indiquent notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans Bison, GTN et Great Lakes, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes indiquées.

	Pourcentage de participation au			
	1 ^{er} octobre 2014	1 ^{er} juillet 2013	22 mai 2013	1 ^{er} janvier 2012
TC PipeLines, LP	28,3	28,9	28,9	33,3
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :				
Bison	28,3	20,2	7,2	8,3
GTN	19,8	20,2	7,2	8,3
Great Lakes	13,1	13,4	13,4	15,5

³ Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.

⁴ Depuis le 1^{er} octobre 2014, nous n'avons aucune participation directe dans Bison. Notre participation directe antérieure était de 30 % au 1^{er} juillet 2013, de 75 % en mai 2011 et de 100 % avant ces dates.

⁵ Les résultats tiennent compte de notre participation directe de 30 % depuis le 1^{er} juillet 2013. Notre participation directe antérieure était de 75 %.

⁶ Ces données représentent notre participation de 61,7 %.

⁷ Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Gas Pacifico/INENERGY et de TransGas, ainsi que les frais généraux et frais d'administration liés à nos pipelines aux États-Unis et à l'échelle internationale. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacifico/INENERGY.

⁸ Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de Portland dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

Gazoducs au Canada

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Bénéfice net			
Réseau principal au Canada – bénéfice net	300	361	187
Réseau principal au Canada – résultat comparable	300	277	187
Réseau de NGTL	241	243	208
Base d'investissement moyenne			
Réseau principal au Canada	5 690	5 841	5 737
Réseau de NGTL	6 236	5 938	5 501

Le BAIIA comparable et le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement selon le RCA approuvé, notre base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé, les frais financiers dus aux expéditeurs dans le compte de stabilisation tarifaire (« CST ») du réseau principal au Canada et les revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais n'influent pas de façon appréciable sur le bénéfice net puisque ces éléments sont presque entièrement recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

En 2014, le résultat comparable du réseau principal au Canada a augmenté de 23 millions de dollars comparativement à 2013 en raison du relèvement des revenus incitatifs, hausse contrée partiellement par l'augmentation des frais financiers dus aux expéditeurs sur le solde positif du CST et la base d'investissement moyenne moins élevée. Entre autres choses, la décision de 2013 de l'ONÉ a établi un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour la période allant de 2012 à 2017. Le bénéfice net de 361 millions de dollars constaté en 2013 comprenait un montant de 84 millions de dollars découlant de l'incidence pour 2012 de la décision de 2013 de l'ONÉ, qui a été retranché du résultat comparable. En 2013, le résultat comparable a augmenté de 90 millions de dollars par rapport à 2012 en raison de l'incidence de la décision de 2013 de l'ONÉ qui approuvait des revenus incitatifs et un relèvement du RCA. Le RCA appliqué pour comptabiliser les résultats de 2012 était de 8,08 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a diminué de 2 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013. Cette baisse du bénéfice net s'explique par la hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration à risque aux termes du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013, contrée partiellement par une base d'investissement moyenne plus élevée. Le règlement prévoyait un RCA de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait des montants annuels fixes pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Le bénéfice net en 2013 s'est chiffré à 35 millions de dollars de plus qu'en 2012 en raison d'une base d'investissement moyenne et d'un RCA plus élevés. En 2012, le réseau de NGTL était exploité aux termes du règlement de 2010-2012 qui prévoyait un RCA de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait un montant annuel fixe pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le BAIIA comparable et le BAII comparable des gazoducs au Canada tiennent compte des variations susmentionnées ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice qui sont en grande partie recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés et qui, par conséquent, n'ont pas d'incidence importante sur le bénéfice net.

Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale

Les volumes visés par des contrats, les volumes effectivement livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, notamment les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et les impôts fonciers, sont autant de facteurs qui influent sur le BAIIA de nos gazoducs aux États-Unis.

Les résultats d'ANR dépendent en outre de la valeur des contrats et de l'établissement des tarifs, selon la valeur attribuée par le marché à sa capacité de stockage, aux services de transport liés au stockage et aux ventes de produits de base connexes. Compte tenu de la nature saisonnière des activités de l'entreprise, les volumes et les produits d'ANR liés au transport par pipeline et au stockage de gaz sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale est supérieur de 90 millions de dollars US en 2014 par rapport à 2013. Il s'agit d'un effet net découlant :

- du résultat plus élevé du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014;
- de la hausse des produits tirés du transport dans le cas de Great Lakes en raison principalement de la température hivernale plus froide et de la demande accrue;
- de l'apport moindre de GTN et de Bison à la suite de la diminution de notre participation effective dans chaque gazoduc en juillet 2013 (GTN et Bison) et en octobre 2014 (Bison);
- du raffermissement du dollar américain qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis et à l'étranger en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale était inférieur de 119 millions de dollars US en 2013 comparativement à 2012. Il s'agit d'un effet net résultant :

- du recul des produits des services de transport et de stockage d'ANR, annulé en partie par l'augmentation des ventes de produits de base connexes;
- de la progression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et des autres coûts des services fournis par d'autres pipelines à ANR;
- du recul des produits de Great Lakes découlant de la capacité non visée par des contrats;
- de la baisse des contributions de GTN et de Bison causée par la réduction de notre participation effective dans chacun de ces pipelines, qui est passée de 83 %, en 2012, à 50 %, à partir du 1^{er} juillet 2013;
- de l'augmentation de l'apport de Portland résultant de la hausse des produits à court terme;
- du raffermissement du dollar américain qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis et à l'étranger en dollars canadiens.

Amortissement comparable

L'amortissement comparable a progressé de 50 millions de dollars entre 2013 et 2014, principalement en raison d'une base tarifaire supérieure pour le réseau de NGTL. L'amortissement a connu une hausse de

80 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012 en raison principalement du relèvement de la base tarifaire du réseau de NGTL ainsi que de l'incidence de la décision de 2013 de l'ONÉ relativement au réseau principal, dont il est question ci-dessus.

Expansion des affaires

En 2014, les charges d'expansion des affaires ont diminué de 18 millions de dollars par rapport à 2013 en raison de la modification de la portée du projet de pipelines en Alaska et d'une baisse des coûts d'administration, contrées partiellement par l'augmentation des dépenses pour les projets au Mexique. Les charges d'expansion des affaires ont augmenté de 6 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012 en raison principalement de la modification de la portée du projet de pipelines en Alaska. Consulter la page 56 pour avoir plus de précisions sur les projets en Alaska.

PERSPECTIVES

Gazoducs au Canada

Résultat

Le résultat des gazoducs au Canada varie surtout en fonction des changements apportés à la base d'investissement, au RCA et à la structure du capital réglementée, ainsi qu'aux dispositions des règlements tarifaires ou des autres propositions tarifaires approuvées par l'ONÉ.

En 2015, le réseau principal au Canada sera exploité aux termes de la demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030 dont les principes fondamentaux ont été approuvés par l'ONÉ en novembre 2014. Les modalités de la décision au sujet de la demande comprennent un RCA inférieur, soit 10,10 %, sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme incitatif assorti d'un risque favorable et défavorable et notre contribution de 20 millions de dollars après les impôts récupérée à même les droits. Par conséquent, nous prévoyons que le résultat du réseau principal au Canada pour 2015 sera inférieur à celui de 2014.

Nous prévoyons que la base d'investissement du réseau de NGTL continuera de s'accroître à mesure que de nouvelles sources d'approvisionnement gazier provenant du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de l'Ouest de l'Alberta seront reliées au réseau et que nous continuerons de répondre à la demande croissante dans le marché des sables bitumineux dans le Nord-Est de l'Alberta. Nous croyons que l'élargissement de la base d'investissement aura un effet positif sur le résultat du réseau de NGTL en 2015.

Nous prévoyons également des investissements modestes dans nos autres gazoducs à tarifs réglementés au Canada, bien que nous nous attendions à ce que les bases d'investissement moyennes de ces pipelines continuent de régresser à mesure que l'amortissement annuel prendra de l'avance sur l'investissement de capitaux, ce qui entraînera la réduction du résultat de ces actifs d'un exercice à l'autre.

Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations du prix du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements liés à la capacité visée par des contrats n'ont pas d'incidence significative sur le résultat des gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

Gazoducs aux États-Unis

Résultat

Le résultat des gazoducs aux États-Unis varie en fonction de la capacité visée par des contrats et des tarifs demandés aux clients. Notre capacité de conclure ou de renégocier des contrats visant la capacité invendue et de vendre la capacité à des tarifs favorables dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, y compris les possibilités offertes à l'utilisateur final par des gazoducs et des sources d'approvisionnement concurrents, auxquels s'ajoutent les conditions macroéconomiques générales qui pourraient avoir un effet sur la demande de certains clients ou segments du marché. Le résultat subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et des autres coûts, y compris l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et de réglementation.

Bon nombre des gazoducs aux États-Unis font l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme. ANR et Great Lakes ont été davantage exposés aux effets des renouvellements des contrats de transport et de stockage ces dernières années, ce qui a entraîné une baisse des résultats en 2013 et en 2014, lorsque les montants liés aux activités de transport et de stockage ont connu des creux historiques.

ANR a obtenu de nouveaux contrats à long terme et le prolongement de la durée des taux de recours maximums pour des volumes importants provenant des gisements de schiste d'Utica et de Marcellus. Ces contrats entrent en vigueur à partir de la fin de 2014 jusqu'à la fin de 2015 inclusivement, et nous cherchons des occasions de miser sur ce succès avec les occasions offertes par la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel. En outre, ANR et Great Lakes se penchent actuellement sur des modifications touchant leurs activités commerciales, la réglementation et l'exploitation afin de continuer d'optimiser leur position pour tirer parti de l'évolution positive des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements. Par conséquent, nous prévoyons que le résultat des gazoducs aux États-Unis en 2015 augmentera légèrement par rapport à 2014.

Gazoducs au Mexique

Le résultat de nos actifs actuellement en exploitation au Mexique devrait être comparable en 2015 à celui de 2014 en raison de la nature des contrats à long terme visant les réseaux de gazoducs au Mexique.

Dépenses d'investissement

Pour l'ensemble de nos gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique, les dépenses d'investissement se sont chiffrées au total à 2,1 milliards de dollars en 2014. Nous prévoyons qu'elles s'élèveront à 3,4 milliards de dollars en 2015 et qu'elles viseront plus particulièrement des projets d'expansion du réseau de NGTL, les gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan au Mexique, et les projets du réseau principal au Canada. La page 114 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

LES ROUAGES DU SECTEUR DES GAZODUCS

Les gazoducs acheminent le gaz naturel tiré des principales sources d'approvisionnement jusqu'à des points ou des marchés qui s'en servent pour répondre à leurs besoins en énergie.

Nous construisons, possédons et exploitons en Amérique du Nord un réseau de gazoducs qui relie divers points entre eux et qui se raccorde à d'autres gazoducs desservant des utilisateurs finals, notamment des sociétés locales de distribution, des installations de production d'électricité, des exploitations industrielles et d'autres gazoducs et utilisateurs finals. Le réseau comporte des gazoducs enfouis qui assurent le transport de gaz naturel sous haute pression, des postes de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler les volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations et des postes de comptage, qui enregistrent la quantité de gaz naturel livrée par le réseau aux points de réception et sortant du réseau à des points de livraison.

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

Nos gazoducs sont généralement assujettis à la réglementation de l'ONÉ au Canada, de la FERC aux États-Unis et de la CRE au Mexique. Les organismes de réglementation approuvent la construction de nouvelles installations pipelinières ainsi que l'exploitation continue de l'infrastructure.

Tant au Canada qu'aux États-Unis et au Mexique, les organismes de réglementation nous autorisent à recouvrer les coûts d'exploitation du réseau au moyen de droits ou de paiements de service. Les coûts d'exploitation des réseaux comprennent un rendement du capital investi dans les actifs ou la base tarifaire, ainsi que la récupération de la base tarifaire au fil du temps par amortissement. Les autres coûts recouverts comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, les impôts fonciers et sur le bénéfice et les intérêts sur la dette. L'organisme de réglementation examine les coûts afin de s'assurer qu'ils ont été engagés de manière prudente et il approuve des droits qui nous offrent une perspective raisonnable de les recouvrer.

Dans leurs territoires de compétence respectifs, la FERC et la CRE approuvent des tarifs de transport maximaux. Les tarifs sont fondés sur les coûts et sont conçus de manière à permettre le recouvrement des investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour nos investisseurs. En tant qu'exploitant de pipelines dans ces territoires, nous pouvons négocier des tarifs moins élevés avec les expéditeurs.

Nous concluons parfois des accords ou des règlements avec nos expéditeurs en ce qui concerne les droits et le recouvrement de coûts, lesquels peuvent comporter des mesures incitatives procurant des avantages réciproques. Ces accords ou règlements, y compris les mesures incitatives, doivent avoir été approuvés par l'organisme de réglementation compétent avant d'être mis en vigueur.

En règle générale, au Canada, le coût de service et les droits exigibles sur les gazoducs sont soumis chaque année à l'approbation de l'ONÉ, qui nous autorise à recouvrer ou à rembourser l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. Le réseau principal au Canada, cependant, est exploité aux termes d'un arrangement qui prévoit des droits fixes pour ses services de transport garanti à plus long terme. Il est autorisé à déterminer le prix de ses services à plus court terme et interruptibles afin de maximiser ses produits.

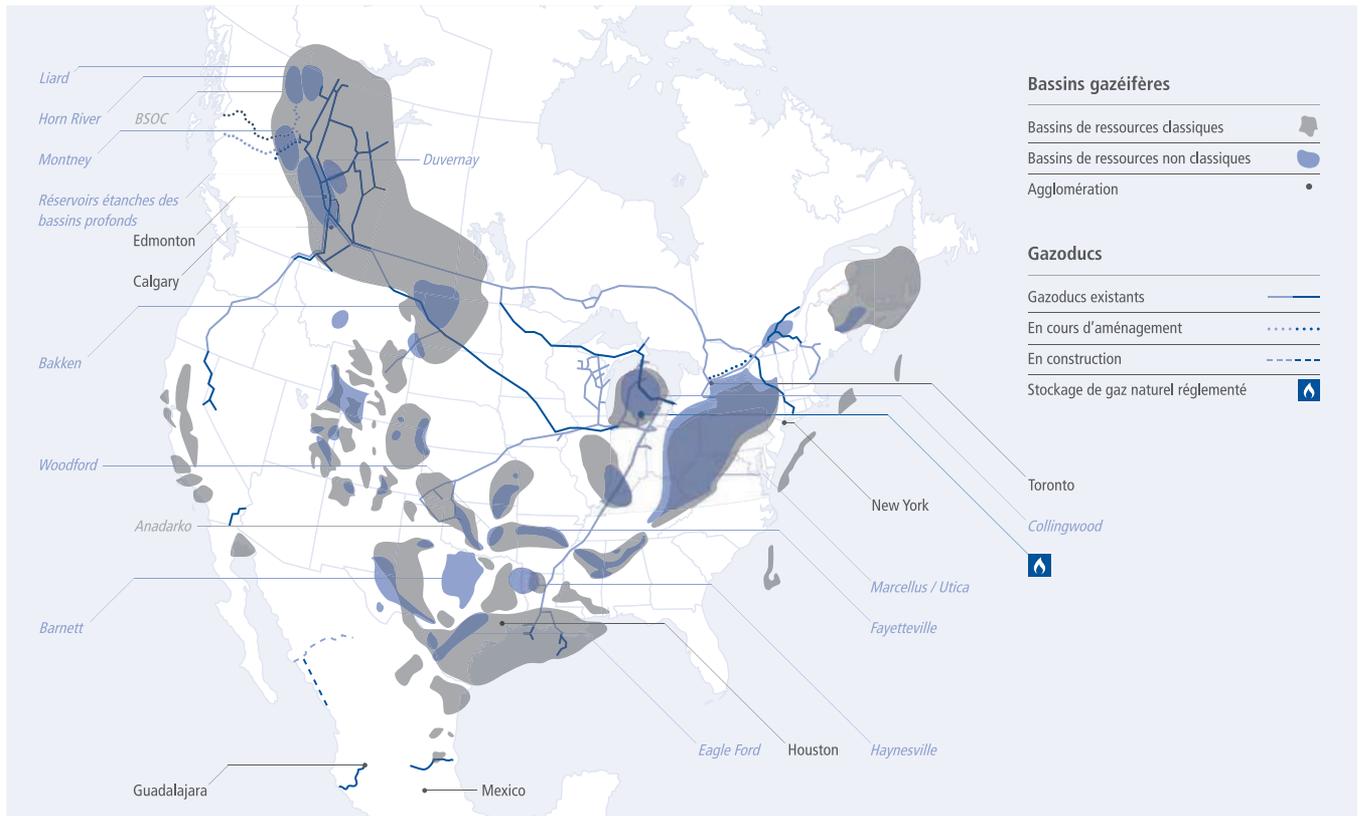
La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet pas le recouvrement ou le remboursement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. Nos gazoducs en sol américain courent donc un risque plus élevé d'écart entre les coûts et les produits réels ou prévus d'une instance tarifaire à l'autre. Si les produits ne constituent plus un moyen raisonnable de recouvrer les coûts, nous pouvons déposer un nouveau barème de tarifs auprès de la FERC, pourvu qu'un tel dépôt ne fasse pas l'objet d'un moratoire. Dans la même veine, la FERC peut introduire une instance dans le but de réduire les droits si elle juge le rendement du capital investi trop élevé.

Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés. Il convient toutefois de souligner que la plupart des contrats conclus à l'égard de la construction et de l'exploitation des installations au Mexique sont des contrats à taux fixes négociés à long terme. Ces taux peuvent être modifiés seulement dans des situations précises, comme certains cas de force majeure ou des modifications de la législation en vigueur.

Contexte commercial et priorités stratégiques

Le réseau nord-américain de gazoducs a été aménagé pour acheminer les approvisionnements vers les marchés. L'utilisation et la croissance du réseau varient en fonction des changements liés à l'emplacement et au coût relatif des approvisionnements gaziers, ainsi qu'aux changements d'emplacement des marchés et à l'évolution de la demande.

Nous comptons de nombreux gazoducs dans le BSOC, dont nous transportons environ 75 % de la production totale jusqu'à des marchés situés autant à l'intérieur qu'à l'extérieur de ce bassin. Dans une moindre mesure, nos pipelines transportent du gaz naturel à partir d'autres bassins importants, dont les Appalaches (Utica et Marcellus), les Rocheuses, Williston, Haynesville, Fayetteville, Anadarko et le golfe du Mexique.



Accroissement de l'offre

Principale source d'approvisionnement de gaz naturel au pays, le BSOC s'étend sur la presque totalité de l'Alberta, jusqu'en Colombie-Britannique, en Saskatchewan, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. À l'heure actuelle, le BSOC présente des ressources restantes en gaz classique qui sont estimées à 150 billions de pieds cubes ainsi qu'une base de ressources non classiques techniquement accessible de plus de 700 billions de pieds cubes. La base de ressources recouvrables totale du BSOC a plus que quadruplé, récemment, avec l'avènement d'une technologie permettant un accès économique aux zones de gaz non classiques. Nous nous attendons à ce que la production du BSOC augmente légèrement en 2014 et continue de croître pendant plusieurs années, après avoir enregistré une décroissance chaque année depuis 2007. Récemment devenues une source importante de gaz naturel, les formations schisteuses de Montney et de Horn River et le bassin de la Liard, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, font également partie du BSOC. Nous nous attendons à ce que la production de la formation de Montney, qui s'élève actuellement à 3 Gpi³/j, atteigne environ 6 Gpi³/j d'ici à 2020, selon l'économie de l'exploration et de la production comparativement à d'autres sources, principalement aux États-Unis, et le progrès des exportations proposées de GNL depuis la côte Ouest de la Colombie-Britannique.

Aux États-Unis, les principales sources de gaz naturel sont les formations schisteuses, le golfe du Mexique et les Rocheuses. Ce sont toutefois les formations schisteuses qui affichent la croissance la plus vigoureuse et qui, selon nos estimations, constitueront près de 50 % de la demande globale de gaz naturel de l'Amérique du Nord d'ici à 2020. Les plus grands projets de mise en valeur du schiste pour le gaz naturel sont les bassins Utica et Marcellus dans le Nord-Est des États-Unis. Ces bassins sont passés d'une production pratiquement nulle avant 2008 à jusqu'à 16 Gpi³/j à la fin de 2014. Cette production devrait atteindre 25 Gpi³/j d'ici à 2020. Les autres sources d'approvisionnement en gaz naturel à partir de formations schisteuses aux États-Unis comprennent Haynesville, Barnett, Eagle Ford et Fayetteville.

Selon les prévisions, l'approvisionnement gazier global en Amérique du Nord devrait s'accroître sensiblement au cours des dix prochaines années (de près de 20 Gpi³/j, ou 22 %, d'ici à 2020) et cet accroissement devrait se maintenir à long terme pour plusieurs raisons, notamment :

- les percées technologiques en matière de forages horizontaux et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes; ce procédé accroît les ressources fondamentales techniquement accessibles dans les bassins existants et les régions émergentes, dont Marcellus et Utica, dans le Nord-Est des États-Unis, ainsi que Montney et Horn River, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique;
- ces technologies peuvent également être utilisées dans les champs pétroliers existants, où elles permettent une récupération accrue des ressources. On trouve souvent du gaz associé à l'exploration et à la production des bassins riches en hydrocarbures liquides (par exemple, les champs pétroliers de Bakken) ce qui contribue également à une hausse de l'approvisionnement gazier global en Amérique du Nord.

Du fait de la mise en valeur de bassins schisteux situés à proximité de marchés existants (particulièrement dans le Nord-Est des États-Unis), le nombre de choix d'approvisionnement s'accroît et on prévoit que les débits habituels des gazoducs changeront, en raison généralement du remplacement de la capacité garantie sur longue distance sous contrat à long terme par des contrats à court terme sur courte distance. À l'exemple de nos concurrents, nous restructurons les droits et les services proposés afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement dans le Nord-Est des États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord.

Le réseau principal au Canada est bien positionné pour offrir des choix en matière d'approvisionnement sur les marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis tout en assurant la possibilité de recouvrer nos coûts, y compris un rendement sur l'investissement dans les installations existantes et les nouvelles installations, au besoin.

La croissance de l'approvisionnement dans le Nord-Est a eu un effet positif à la fois pour le réseau principal, avec de nouvelles installations proposées dans l'Est du Canada, et pour nos actifs pipeliniers d'ANR aux États-Unis, avec d'importants nouveaux contrats de service à long terme. L'augmentation de l'offre dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique nous a fourni des occasions de planifier et de construire, sous réserve de l'approbation réglementaire et d'une décision finale d'investissement positive, une nouvelle infrastructure pipelinère importante sur le réseau de NGTL pour transporter le gaz naturel jusqu'aux marchés, y compris pour les exportations de GNL proposées et la demande croissante du marché de l'Alberta.

Évolution de la demande

La croissance de l'approvisionnement gazier a entraîné en Amérique du Nord un affaiblissement des prix du gaz naturel. Le contexte de faiblesse des prix favorise l'accroissement continu de la demande de gaz naturel, en particulier dans les domaines suivants :

- la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel;
- les installations pétrochimiques et industrielles;
- la production des sables bitumineux de l'Alberta;
- les exportations vers le Mexique afin d'alimenter de nouvelles centrales électriques.

Les producteurs évaluent également les possibilités de vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux nouveaux terminaux d'exportation de GNL proposés le long de la côte Ouest de la Colombie-Britannique et sur la côte américaine du golfe du

Mexique. Sous réserve de l'obtention de toutes les autorisations nécessaires, des organismes de réglementation et autres, on prévoit que les installations proposées le long de la côte Ouest de la Colombie-Britannique devraient entrer en exploitation plus tard pendant la présente décennie. De nombreuses installations d'exportation de GNL sur la côte américaine du golfe se trouvent à différentes étapes d'aménagement ou de construction. On prévoit que les exportations de GNL augmenteront dans cette région et les premières livraisons devraient commencer dès la fin de 2015. La demande créée par l'ajout de ces nouveaux marchés nous procure des occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinières et d'augmenter le débit sur nos pipelines existants.

Prix des produits de base

De manière générale, la rentabilité de notre secteur des gazoducs n'est pas directement liée au prix des produits de base établis étant donné que nous sommes un transporteur du produit et que les coûts de transport ne sont pas liés au prix du gaz naturel. Cependant, la nature cyclique de l'offre et de la demande des produits et son incidence sur les prix peuvent avoir un impact indirect sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains projets. Cela peut influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures de gazoducs.

Concurrence accrue

Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. La mise au point de technologies d'exploitation de bassins d'approvisionnement en gaz de schiste situés plus près des marchés desservis par le passé par des gazoducs de longue distance a dicté l'évolution des débits de l'infrastructure de gazoducs en place, notamment l'inversion du sens d'écoulement et différentes distances de transport, en raison notamment de la forte expansion de l'approvisionnement dans le Nord-Est des États-Unis. À l'exemple des autres pipelines, nous restructurons les droits et les services proposés afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement dans le Nord-Est des États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord.

Priorités stratégiques

Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte sur les marchés gaziers existants. Nous nous efforçons également d'adapter nos actifs existants à l'évolution de la dynamique d'écoulement du gaz.

Le réseau principal au Canada est resté au cœur de nos priorités en 2014. L'hiver froid de 2013-2014 ainsi que la possibilité d'exiger les prix du marché pour nos services discrétionnaires ont entraîné une forte hausse du transport garanti de longue distance depuis Empress ainsi qu'un recouvrement de produits d'exploitation supérieur pour les services de transport du réseau principal. Le cadre de réglementation en place à ce moment ne nous permettait pas de répondre à la demande croissante pour de nouveaux approvisionnements gaziers vers l'Est du Canada et de recouvrer les coûts liés à ces investissements. Par conséquent, une demande d'autorisation pour les droits de 2015 à 2030 a été déposée auprès de l'ONÉ en fonction des composantes conclues dans un règlement avec trois principales sociétés locales de distribution (« SLD ») en Ontario et au Québec. En novembre 2014, l'ONÉ a donné l'approbation à la demande déposée (demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030). Cette approbation permettra de faire avancer les projets d'investissement dans l'Est du Canada pour répondre aux besoins de nos expéditeurs dans cette région et dans le Nord-Est des États-Unis qui cherchent d'autres sources d'approvisionnement. Elle procure également un moyen raisonnable de recouvrer les coûts liés à nos actifs existants, ainsi que ceux liés aux nouveaux investissements pipeliniers.

En 2015, nous continuerons de faire progresser la conversion projetée des tronçons du réseau principal au Canada du transport de gaz naturel à celui de pétrole brut. Sous réserve de l'approbation au titre de la réglementation, le projet d'oléoduc Énergie Est prévoit la conversion d'un tronçon d'environ 3 000 km (1 864 milles) du réseau principal au Canada, à partir de la frontière de l'Alberta jusqu'à un point situé au

sud-est d'Ottawa, dans l'Est ontarien, pour le transport du pétrole brut. Nous sommes déterminés à faire en sorte que nos expéditeurs de gaz continuent de bénéficier de services de transport qui répondent à leurs besoins de service garanti.

Le réseau de NGTL est le plus important réseau de collecte et de transport de gaz naturel desservant le BSOC. Il raccorde la majeure partie de la production gazière de l'Ouest canadien aux marchés intérieurs et à l'exportation. Il subit une intense concurrence en ce qui concerne le raccordement à l'approvisionnement, particulièrement dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, où la plus importante source de gaz naturel a accès à deux autres gazoducs concurrents. Les raccordements à un nouvel approvisionnement et la demande, nouvelle ou croissante, continuent d'appuyer la réalisation de nouveaux projets d'investissement relativement au réseau de NGTL. Nous prévoyons que l'approvisionnement tiré du BSOC passera d'environ 14 Gpi³/j à l'heure actuelle à quelque 16 Gpi³/j d'ici à 2020. Le réseau de NGTL est bien positionné pour le raccordement de l'approvisionnement du BSOC afin de répondre à la demande prévue d'exportation de GNL à partir de la côte de la Colombie-Britannique. L'obtention des approbations réglementaires nécessaires pour prolonger et agrandir le réseau de NGTL dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique afin de relier la zone schisteuse de Montney représentait un élément clé en 2014. Une audience visant à examiner le bien-fondé de notre projet de canalisation North Montney s'est terminée en décembre 2014 et la décision de l'ONÉ est attendue d'ici à la fin avril 2015.

Nos actifs pipeliniers aux États-Unis sont bien placés pour assurer davantage de raccordements au rythme de la croissance de la demande et des marchés, en particulier pour les raisons suivantes :

- la croissance de l'approvisionnement d'Utica et de Marcellus et la demande accrue de gaz naturel pour approvisionner le projet d'expansion des exportations de GNL par la côte du golfe afin de soutenir l'utilisation du réseau d'ANR, y compris le latéral Lebanon projeté; nous avons destiné l'approvisionnement d'Utica au réseau d'ANR et à d'autres phases d'expansion projetées;
- la croissance constante attendue de la production d'électricité au moyen de gaz naturel et, en conséquence, des volumes accrus acheminés par nos gazoducs, y compris le nouveau projet de latéral Carty du réseau de GTN afin de livrer du gaz naturel à une nouvelle centrale de production d'électricité en Oregon;
- la croissance de la demande du secteur industriel stimulée par les approvisionnements robustes de gaz naturel, y compris les raccordements au réseau d'ANR pour desservir un nouveau client en Iowa.

La direction prévoit se dessaisir de ses autres gazoducs aux États-Unis en faveur de TC PipeLines, LP afin de financer en partie notre important programme d'accroissement des investissements, sous réserve des approbations du conseil de TC PipeLines, LP et de notre conseil ainsi que des conditions du marché.

Au Mexique, en 2015, nous voulons poursuivre les travaux de construction des gazoducs de Mazatlan et de Topolobampo et continuer d'exploiter nos installations existantes de façon sûre et fiable. L'aménagement de l'infrastructure gazière au Mexique continue de nous intéresser vivement et nous prévoyons lancer de nouveaux projets qui cadreront bien avec nos priorités stratégiques.

FAITS MARQUANTS

Gazoducs réglementés au Canada

Réseau de NGTL

Le réseau de NGTL poursuit son essor par suite de l'accroissement des sources d'approvisionnement gazier dans le Nord-Ouest de l'Alberta et le Nord-Est de la Colombie-Britannique à partir de zones gazières non classiques et d'une croissance marquée sur les marchés de livraison à l'intérieur d'un même bassin. Cette poussée de la demande est entraînée par la mise en valeur des sables bitumineux, la production d'électricité alimentée au gaz naturel et les attentes à l'égard des projets de GNL sur la côte Ouest de la Colombie-Britannique. Cette demande pour les services du réseau de NGTL devrait donner lieu à environ 4,0 Gpi³/j en services supplémentaires garantis avec quelque 3,1 Gpi³/j destinés aux services de réception garantis et 0,9 Gpi³/j destinés aux services de livraison garantis. Nous solliciterons l'obtention d'approbations

réglementaires en 2015 pour construire de nouvelles installations afin de répondre à ces demandes de services d'environ 540 km (336 milles) de pipelines, sept postes de compression et 40 postes de comptage qui seront requis en 2016 et en 2017 (« installations de 2016-2017 »). L'estimation des coûts en capital totaux pour ces installations est d'environ 2,7 milliards de dollars.

Y compris les nouvelles installations de 2016-2017, le réseau principal North Montney, la canalisation principale Merrick et d'autres nouvelles installations liées à l'offre et à la demande, les projets garantis sur le plan commercial pour le réseau de NGTL se chiffrent à environ 6,7 milliards de dollars et en sont à différentes étapes d'aménagement.

Réseau principal North Montney

Le projet de pipeline North Montney de 1,7 milliard de dollars vise le prolongement et l'expansion du réseau de NGTL afin de permettre la réception et le transport de gaz naturel à partir de la région du nord de Montney, en Colombie-Britannique. L'audience publique devant l'ONÉ pour la demande de construction et d'exploitation de ce projet s'est conclue en décembre 2014. Nous nous attendons à ce que l'ONÉ rende son rapport et ses recommandations d'ici à la fin avril 2015.

Canalisation principale Merrick

En juin 2014, nous avons annoncé la conclusion d'ententes totalisant environ 1,9 Gpi³/j en services garantis de transport de gaz naturel pour appuyer la réalisation d'un prolongement de première importance de notre réseau de NGTL.

La canalisation principale Merrick proposée transportera le gaz naturel fourni par le truchement du réseau de NGTL jusqu'à l'entrée du gazoduc proposé de Pacific Trail, qui se rendra jusqu'au terminal de GNL de Kitimat, à Bish Cove, près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Le projet mis de l'avant constitue un prolongement du tronçon actuel de la canalisation Groundbirch du réseau de NGTL, qui a son point d'origine près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, et se termine près de la collectivité de Summit Lake, en Colombie-Britannique. Ce projet de 1,9 milliard de dollars se composera d'environ 260 km (161 milles) de canalisations de 48 pouces de diamètre.

Sous réserve des approbations nécessaires, qui comprennent l'approbation réglementaire de l'ONÉ qui nous permettra de construire et d'exploiter le pipeline, et d'une décision finale d'investissement positive pour le projet de terminal de GNL de Kitimat, la canalisation principale Merrick devrait entrer en service au premier trimestre de 2020.

Règlement sur les besoins en produits pour 2015

Nous avons reçu l'approbation de l'ONÉ le 2 février 2015 pour notre règlement sur les besoins en produits avec nos expéditeurs pour 2015 sur le réseau de NGTL. Les modalités du règlement de un an comprennent le maintien du RCA de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire de 40 % en vigueur en 2014, le maintien des taux d'amortissement de 2014 et un mécanisme de partage de l'écart à partir des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2015 qui se base sur la progression des coûts réels de 2014.

Réseau principal au Canada

Demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030

Le 28 novembre 2014, l'ONÉ a donné l'approbation à la demande visant les droits et le tarif pour la période 2015-2030 pour le réseau principal au Canada. La demande était fondée sur les composantes d'un règlement entre le réseau principal au Canada et les trois grandes SLD en Ontario et au Québec. L'approbation de cette demande fournit une plateforme commerciale à long terme tant pour le réseau principal au Canada pour que ses expéditeurs grâce à une conception des droits connue pour 2015 à 2020 et certains paramètres d'une méthodologie de fixation des droits jusqu'en 2030. La plateforme est respectueuse des besoins des expéditeurs et offre une occasion raisonnable de recouvrer les capitaux investis dans les installations actuelles et les nouvelles installations nécessaires pour servir les marchés actuels et nouveaux.

Les points saillants de la demande approuvée comprennent :

- notre engagement à rehausser la capacité pipelinière pour donner aux marchés de l'Est du Canada un meilleur accès aux approvisionnements des régions de Dawn et de Niagara;
- des dispositions relatives au renouvellement qui nous procurent les outils pour obtenir plus de certitude quant aux besoins en matière de capacité;
- des droits à prix fixe sur les services de transport garanti de un an et plus;
- un pouvoir discrétionnaire en matière d'établissement des prix pour les services à plus court terme et interruptibles;
- des besoins en produits connus en plus d'un mécanisme de partage incitatif qui vise un rendement de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, avec une fourchette de résultats possibles de 8,70 % à 11,50 %;
- l'utilisation continue d'un compte de report qui permet de compenser les différences entre les produits réels et l'arrangement de droits fixes ainsi qu'un accord stipulant que tout écart global des produits pour la période 2015-2020 est attribué aux expéditeurs de la région de l'Est pour la période au-delà de 2020.

Projet du réseau principal de l'Est

En octobre 2014, nous avons déposé une demande auprès de l'ONÉ afin d'obtenir l'autorisation de construire, de détenir et d'exploiter de nouvelles installations sur notre réseau principal de transport de gaz naturel au Canada dans le Sud-Est de l'Ontario (« projet du réseau principal de l'Est »). Les nouvelles installations sont le résultat du transfert proposé d'une partie de la capacité du réseau principal au Canada du transport du gaz naturel à celui du pétrole brut dans le cadre de notre projet d'oléoduc Énergie Est et d'un appel de soumissions qui a pris fin en janvier 2014. Le projet d'investissement d'un montant de 1,5 milliard de dollars ajoutera 0,6 Gpi³/j de nouvelle capacité dans le secteur du triangle de l'Est du réseau principal au Canada et assurera des niveaux de capacité suffisants pour répondre aux besoins des expéditeurs existants ainsi que des nouveaux engagements de service garanti. Le projet dépend du projet d'oléoduc Énergie Est et est assujéti aux approbations réglementaires qui devraient être accordées en même temps que celles du projet d'oléoduc Énergie Est. La mise en service du projet devrait avoir lieu d'ici le deuxième trimestre de 2017.

Autres agrandissements du réseau principal au Canada

En plus du projet du réseau principal de l'Est, nous avons conclu de nouveaux arrangements pour le transport sur courte distance dans la partie du triangle de l'Est du réseau principal au Canada qui nécessitent de nouvelles installations ou des modifications aux installations existantes pour un coût en capital total d'environ 475 millions de dollars, avec des dates de mise en service prévues entre le 1^{er} novembre 2015 et le 1^{er} novembre 2016. Ces projets sont assujétiés aux approbations réglementaires requises et, une fois construits, ils pourront fournir la capacité nécessaire pour répondre aux besoins des clients dans l'Est du Canada.

Gazoducs aux États-Unis

Vente de Bison Pipeline à TC PipeLines, LP

En octobre 2014, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans Bison Pipeline LLC à notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP pour un produit au comptant de 215 millions de dollars US.

Vente de GTN Pipeline à TC PipeLines, LP

En novembre 2014, nous avons annoncé une offre de vente de notre participation résiduelle de 30 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN ») à TC PipeLines, LP. Sous réserve de la négociation satisfaisante des modalités et de l'approbation du conseil d'administration de TC PipeLines, LP, l'opération sera conclue vers la fin du premier trimestre de 2015.

Au 31 décembre 2014, nous détenions une participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP, dont nous sommes le commandité.

Pipeline d'ANR

Nous avons obtenu des engagements fermes pour le transport de près 2,0 Gpi³/j de gaz naturel pour les capacités actuelles et élargies de l'axe principal du sud-est du pipeline d'ANR (l'« axe principal du sud-est »). Les ventes de capacités et les projets d'expansion comprennent l'inversion du latéral Lebanon dans l'Ouest de l'Ohio, un poste de compression supplémentaire à Sulphur Springs, Indiana, le prolongement de l'interconnexion avec le pipeline Rockies Express près de Shelbyville, en Indiana, et une capacité de 600 Mpi³/j dans le cadre d'un projet d'inversion sur l'axe principal du sud-est. Les coûts en capital associés aux prolongements du réseau d'ANR requis pour offrir la capacité supplémentaire sur le marché sont actuellement estimés à 150 millions de dollars US. La capacité a été souscrite au débit maximal pour une durée moyenne de 23 ans avec de nouveaux contrats d'environ 1,25 Gpi³/j qui sont entrés en vigueur à la fin de 2014. Ces contrats garantis sur l'axe principal du sud-est permettront d'acheminer le gaz des formations schisteuses d'Utica et de Marcellus à des points au nord et au sud du réseau.

ANR est également en train d'évaluer d'autres demandes de nos clients pour transporter le gaz naturel de la formation Utica et Marcellus, ce qui pourrait donner lieu à d'autres possibilités d'amélioration et d'expansion du réseau.

Gazoducs au Mexique

Prolongement du gazoduc de Tamazunchale

La construction du prolongement de 600 millions de dollars US s'est achevée le 6 novembre 2014. Des découvertes archéologiques le long du tracé du pipeline sont la principale cause du report de la date de mise en service initiale prévue pour le 9 mars 2014. Conformément aux modalités de l'entente de services de transport, ces retards ont été reconnus comme des cas de force majeure et certaines dispositions permettent la perception des produits d'exploitation à compter de la date de mise en service prévue à l'origine.

Gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan

Les activités d'ingénierie, d'octroi des permis et de construction pour ces deux gazoducs dans le Nord-Ouest du Mexique se déroulent conformément aux prévisions. Le projet de Topolobampo, gazoduc d'un diamètre de 30 pouces s'étendant sur 530 km (329 milles), d'une capacité de 670 Mpi³/j et d'un coût de 1 milliard de dollars US, acheminera du gaz naturel jusqu'à Topolobampo, dans l'État de Sinaloa, depuis des raccordements avec des gazoducs appartenant à des tiers situés à El Oro, dans l'État de Sinaloa, et à El Encino, dans l'État de Chihuahua. Pour sa part, le projet Mazatlan prévoit un gazoduc d'un diamètre de 24 pouces s'étendant sur 413 km (257 milles), depuis El Oro jusqu'à Mazatlan, dans l'État de Sinaloa. Le coût de ce gazoduc d'une capacité de 200 Mpi³/j est évalué à quelque 400 millions de dollars US. Les deux projets sont appuyés par des contrats d'une durée de 25 ans conclus avec la CFE et devraient être mis en service pendant le second semestre de 2016.

Gazoducs à l'échelle internationale

Vente de Gas Pacifico/INNERGY

En novembre 2014, nous avons conclu la vente de notre participation de 30 % dans Gas Pacifico/INNERGY au prix de 9 millions de dollars. Cette vente marque notre sortie de la région du Cône sud de l'Amérique du Sud.

Projets de gazoducs de GNL

Coastal GasLink

En octobre 2014, le Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique a délivré un certificat d'évaluation environnementale (« CEE ») pour Coastal GasLink. En 2014, nous avons également présenté des demandes à la B.C. Oil and Gas Commission (« BCOGC ») pour les permis requis en vertu de la loi intitulée *Oil and Gas Activities Act* afin de construire et d'exploiter le pipeline Coastal GasLink. L'examen réglementaire de ces demandes se déroule comme prévu et les décisions au sujet des permis sont prévues pour le premier trimestre de 2015. Nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès des parties prenantes et des groupes autochtones le long de l'emprise du pipeline ainsi que notre planification détaillée des travaux d'ingénierie et

de construction pour appuyer les demandes réglementaires et affiner les estimations de coûts en capital. En attendant de recevoir toutes les approbations réglementaires requises et d'obtenir une décision finale d'investissement positive de notre client, on prévoit la construction pour 2016 et une mise en service d'ici à la fin de la décennie. En cas d'abandon du projet, nos coûts de projet (y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction) sont entièrement récupérables.

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

Le 25 novembre 2014, nous avons reçu un CEE du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique. Nous avons déposé nos demandes de permis devant la BCOGC pour la construction du pipeline et prévoyons recevoir les permis au premier trimestre de 2015.

Nous avons apporté des changements importants au tracé du projet depuis sa première annonce, pour le prolonger de 150 km (93 milles) pour le faire passer à 900 km (559 milles), en tenant compte de l'avis des Autochtones et des parties prenantes. Nous continuons de collaborer étroitement avec les Premières Nations et les parties prenantes le long du tracé proposé afin de créer et d'offrir des retombées appropriées à tous les groupes touchés. En octobre 2014, nous avons conclu un accord visant les retombées avec la Première Nation Nisga'a pour autoriser l'aménagement d'un tronçon de 85 km (52 milles) du gazoduc proposé dans les terres des Nisga'a.

Le 3 décembre 2014, notre client a annoncé le report de la décision finale d'investissement. Nous continuons de collaborer avec nos fournisseurs pour affiner les estimations de coûts en capital pour le projet. Une fois le processus d'autorisation auprès de la BCOGC terminé et les approbations réglementaires nécessaires obtenues, et lorsque Pacific NorthWest LNG aura pris une décision finale d'investissement positive, nous pourrions démarrer la construction. Tous les coûts pourront être intégralement recouverts en cas d'abandon du projet. Le report d'une décision finale d'investissement après la fin de 2014 a entraîné un report de la date de mise en service prévue pour le pipeline. La mise en service dépendra du moment où notre client recevra les approbations réglementaires nécessaires et du moment où il sera en mesure de prendre une décision finale d'investissement.

Alaska

En avril 2014, l'État de l'Alaska a adopté une nouvelle loi visant à fournir un cadre à TransCanada, aux trois principaux producteurs du versant Nord de l'Alaska et à l'Alaska Gasline Development Corp. (« AGDC ») afin de faire progresser le développement d'un projet d'exportation de GNL censé représenter la meilleure occasion de commercialiser les ressources gazières du versant Nord de l'Alaska dans les conditions actuelles du marché. En juin 2014, nous avons conclu une entente avec l'État de l'Alaska qui prévoit l'abandon de la gouvernance et du cadre du projet et avons passé un nouvel accord préalable où nous ferons office de transporteur de la partie du gaz naturel de l'État en vertu d'un contrat d'expédition à long terme dans le cadre du projet de GNL en Alaska. Nous avons également conclu une entente de coentreprise avec les trois principaux producteurs du versant Nord de l'Alaska et l'AGDC pour commencer la pré-étape des travaux techniques préliminaires (« pré-ETTP ») du projet de GNL en Alaska. La réalisation des travaux de pré-ETTP devrait s'échelonner sur deux ans, notre part des coûts devant s'élever à environ 100 millions de dollars US. L'accord préalable prévoit également la récupération de la totalité des coûts d'aménagement si le projet ne va pas de l'avant.

En juillet 2014, les producteurs du versant Nord ont déposé une demande de permis d'exportation auprès du Département de l'énergie des États-Unis pour obtenir l'autorisation d'exporter 20 millions de tonnes par année de gaz naturel liquéfié pendant 30 ans. En septembre 2014, la FERC a approuvé la demande préliminaire de dépôt en vertu de la loi intitulée *National Environmental Policy Act* (« NEPA ») faite conjointement par la société, les trois principaux producteurs du versant Nord et l'AGDC. Cette approbation déclenche le processus d'examen environnemental en vertu de la NEPA qui comprend une série de consultations communautaires.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Voir la page 107 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation, les risques liés à la santé, la sécurité et l'environnement (« SSE ») et les risques financiers.

Approvisionnement tiré du BSOC pour les gazoducs de raccordement en aval

Bien que nous nous efforcions de diversifier nos sources d'approvisionnement en gaz naturel, le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement d'un grand nombre de nos gazoducs et de notre infrastructure de transport en Amérique du Nord. Nous continuons de surveiller les changements dans les programmes d'investissement de nos clients et d'examiner la façon dont ces changements peuvent avoir une incidence sur nos calendriers de projet. Cet approvisionnement fait toutefois l'objet d'une intense concurrence de la part de plusieurs gazoducs, pour la demande à l'intérieur même du BSOC et, à l'avenir, pour la demande provenant des gazoducs proposés aux fins d'exportation de GNL depuis la côte Ouest de la Colombie-Britannique. Une diminution globale de la production ou la concurrence dans la demande d'approvisionnement pourrait influencer sur le débit des gazoducs reliés au BSOC et, en conséquence, sur les produits globaux qui en sont tirés. Bien que le BSOC renferme des réserves considérables, les volumes réellement produits dépendent de nombreuses variables, dont le prix du gaz naturel, la concurrence entre les bassins, les droits visant les gazoducs en aval, la demande à l'intérieur du bassin et la valeur globale des réserves, y compris des liquides.

Accès au marché

Nous faisons concurrence à d'autres gazoducs pour assurer notre part des marchés. La mise en valeur de nouvelles zones d'approvisionnement situées plus près des marchés traditionnels pourrait se traduire par une diminution des débits ou des distances de transport de nos pipelines actuels et une incidence sur les produits. La compétitivité à long terme de nos réseaux de gazoducs et l'évitement des pipelines de contournement dépendront de notre capacité à nous adapter à l'évolution de l'écoulement pipelinier, ce qui suppose que nous puissions offrir des services de transport de rechange à des prix que le marché juge acceptables.

Concurrence dans les installations nouvelles

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d'autres sociétés pipelinières qui recherchent des occasions d'investir dans de nouveaux projets d'expansion des réseaux de gazoducs. Cette concurrence pourrait entraîner une diminution du nombre de projets conformes à nos critères d'investissement ou dont le rendement financier global est moins attrayant.

Demande de capacité pipelinrière

À la limite, la demande de capacité pipelinrière est le facteur déterminant de la vente de services de transport par gazoduc. Cette demande est fonction de la concurrence entre les sources d'approvisionnement et les marchés à desservir, des fluctuations de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, de la concurrence livrée par les gazoducs et installations de stockage appartenant à des tiers et du prix des combustibles de remplacement. Le renouvellement des contrats à l'échéance et la possibilité d'exiger et de percevoir des droits compatibles avec les exigences du marché sont liés à la demande globale de services de transport. Toute fluctuation de la demande à cet égard pourrait influencer sur nos produits.

Prix des produits de base

La nature cyclique de l'offre et la demande des produits et les prix connexes peuvent avoir un effet secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains projets. Cela peut influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinières. En outre, la persistance des prix peu élevés pour le gaz pourrait avoir une incidence sur la situation financière de nos expéditeurs et sur leur capacité à répondre à leurs obligations de coûts de services de transport.

Risque lié à la réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation peuvent avoir une incidence sur l'approbation, la construction, l'exploitation et le rendement financier de nos gazoducs. Des décisions défavorables ou rendues tardivement peuvent donc également influencer sur les produits et sur les occasions de continuer d'investir dans nos gazoducs. Enfin, un organisme de réglementation peut aussi refuser d'autoriser, dans l'immédiat ou à une date ultérieure, le recouvrement d'une partie de nos coûts engagés de façon légitime.

Le processus d'approbation réglementaire des grands projets d'infrastructure, entre autres le temps nécessaire pour rendre une décision, peut être ralenti ou nous être défavorable en raison d'actions menées par des groupes d'activistes et de leur influence sur l'opinion publique et sur les politiques gouvernementales relatives à l'expansion de l'infrastructure pipelinière.

Des examens plus minutieux des méthodes d'exploitation, par les organismes de réglementation et d'autres organismes d'application de la loi, peuvent faire augmenter les coûts d'exploitation. Or, l'impossibilité de recouvrer la totalité de ces coûts peut se répercuter sur le bénéfice.

Nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation afin de gérer leur effet possible sur notre secteur des gazoducs. De plus, l'établissement des droits, la planification des installations et la préparation des demandes tarifaires ne se font pas sans une collaboration étroite avec nos parties prenantes.

Risque d'exploitation

La réussite de notre entreprise tient à la sécurité et à la fiabilité de l'exploitation de nos pipelines. Toute interruption des activités pipelinières a une incidence sur la capacité d'expédition et risque de se traduire par une réduction des produits et de porter atteinte à notre réputation ainsi qu'à la confiance des clients et du public à l'égard de nos activités. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection interne pour nous assurer régulièrement de l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer ou les remplacer, s'il y a lieu. Par ailleurs, nous étalonnons périodiquement les compteurs afin d'assurer leur exactitude et effectuons de façon continue l'entretien de l'équipement de compression pour en assurer la sécurité et la fiabilité d'exploitation.

Pipelines de liquides

L'infrastructure de pipelines liquides actuelle achemine du pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis jusqu'aux marchés de raffinage situés en Illinois, en Oklahoma et au Texas, aux États-Unis, en plus d'assurer le transport de pétrole brut des États-Unis depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'aux marchés de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Notre futur projet d'infrastructure pipelinière permettrait également d'acheminer les sources de pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les marchés de raffinage dans l'Est du Canada et les marchés d'exportation à l'étranger, d'élargir les marchés du pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les marchés des États-Unis et d'acheminer les approvisionnements en condensats vers les marchés américain et canadien.

Coup d'œil sur la stratégie

Compte tenu de la production accrue de pétrole brut en Alberta et aux États-Unis et de la demande croissante de sources d'énergie sûres et fiables, il est essentiel d'accroître la capacité des pipelines de liquides et d'aménager l'infrastructure connexe.

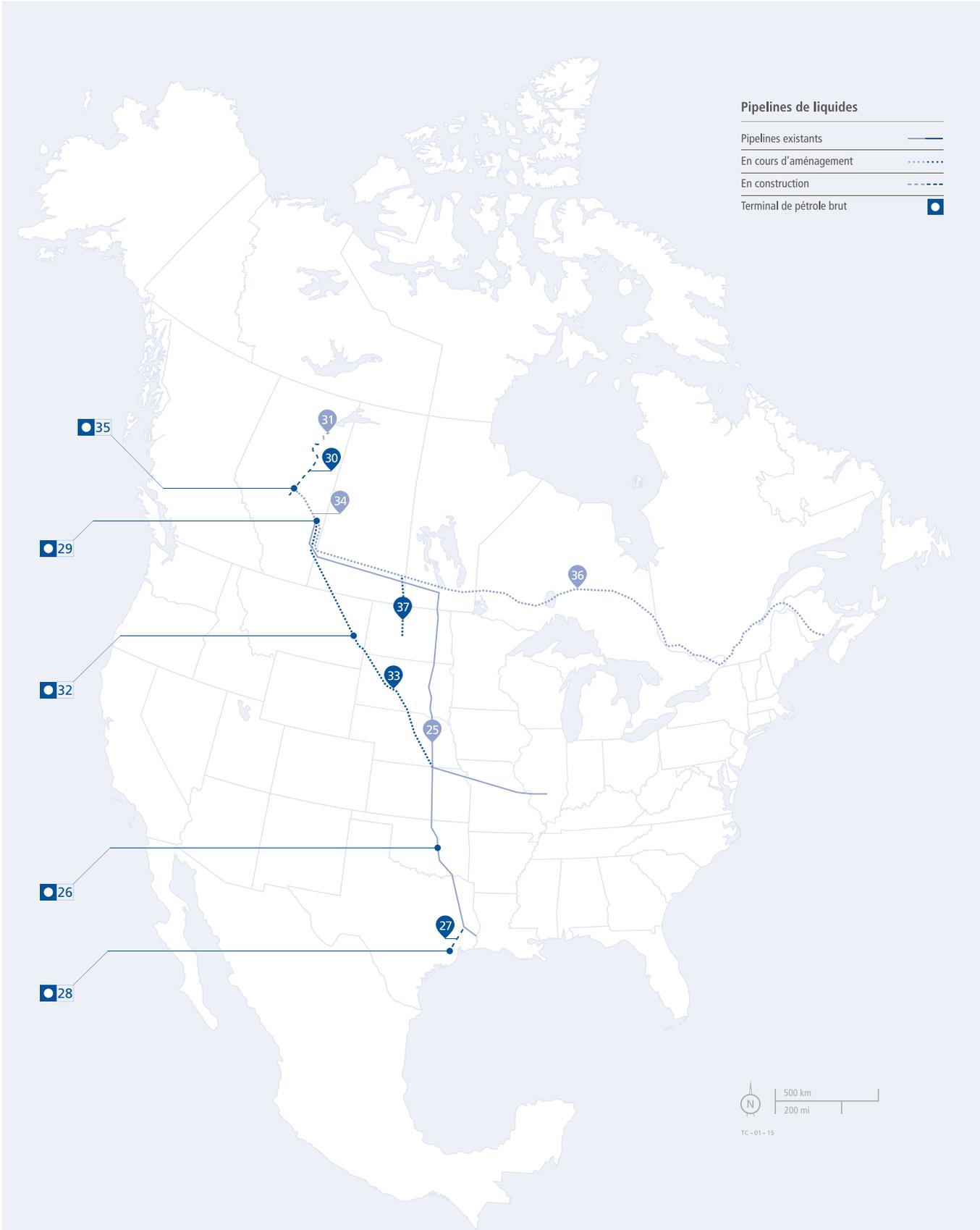
Nous continuons de nous concentrer sur l'acquisition d'un approvisionnement croissant de liquides nord-américains et leur livraison aux principaux marchés. Nous prévoyons agrandir notre infrastructure de transport de liquides afin d'établir un réseau d'acheminement direct et transparent depuis les régions productrices jusqu'au marché.

Nous voyons le potentiel d'élargir l'offre de services de transport à d'autres domaines de la chaîne de valeur des pipelines de liquides, notamment le transport de condensat ou les services auxiliaires comme le stockage à court et à long terme de liquides qui complètent notre infrastructure de transport par pipeline.

La construction de ces ouvrages d'infrastructure permettra d'établir en Amérique du Nord un réseau stratégique qui assurera le transport direct de l'approvisionnement croissant en liquides vers les marchés clés et offrira des occasions de poursuivre l'expansion du secteur des pipelines de transport de liquides.

Pipelines de liquides

- Pipelines existants ———
- En cours d'aménagement (dotted line)
- En construction - - - - - (dashed line)
- Terminal de pétrole brut ■ (square with dot)



Nous sommes l'exploitant de tous les pipelines et de toutes les propriétés indiqués ci-dessous.

	longueur	description	participation
Pipelines de liquides			
25 Réseau d'oléoducs Keystone	4 247 km (2 639 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, et Cushing, en Oklahoma, puis à Port Arthur, au Texas.	100 %
26 Cushing Marketlink		Transport de pétrole brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au marché de raffinage de Port Arthur, au Texas, au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
En construction			
27 Latéral de Houston	77 km	Prolongement du réseau d'oléoducs Keystone vers le marché de raffinage de Houston au Texas.	100 %
28 Terminal de Houston	(48 milles)		
29 Terminal de Keystone à Hardisty		Terminal pétrolier situé à Hardisty, en Alberta, pour permettre aux producteurs de l'Ouest canadien d'accumuler des lots de pétrole brut dans des réservoirs et d'accéder au réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
30 Pipeline Grand Rapids	460 km (287 milles)	Transport de pétrole brut et de diluant depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au marché de la région d'Edmonton-Heartland, dans la même province.	50 %
31 Pipeline Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
En cours d'aménagement			
32 Bakken Marketlink		Transport de pétrole brut de la zone productrice du bassin Williston, dans le Dakota du Nord et au Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, par l'entremise d'installations faisant partie de Keystone XL.	100 %
33 Keystone XL	1 897 km (1 179 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska, pour accroître la capacité du réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
34 Pipeline Heartland	200 km	Terminaux et pipeline destinés au transport de pétrole brut depuis la région d'Edmonton-Heartland, en Alberta, jusqu'à Hardisty, également en Alberta.	100 %
35 Terminaux de TC	(125 milles)		
36 Oléoduc Énergie Est	4 600 km (2 850 milles)	Transport de pétrole brut venant de l'Ouest canadien vers des raffineries situées dans l'Est du Canada et vers des marchés étrangers.	100 %
37 Pipeline Upland	460 km (285 milles)	Transport de pétrole brut à partir et entre de multiples points au Dakota du Nord et interconnexion avec l'oléoduc Énergie Est à Moosomin, en Saskatchewan.	100 %

RÉSULTATS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
BAIIA comparable	1 059	752	698
Amortissement comparable	(216)	(149)	(145)
BAIL comparable	843	603	553
Postes particuliers	–	–	–
Bénéfice sectoriel	843	603	553

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides en 2014 a été de 240 millions de dollars supérieur au bénéfice de 2013. En 2013, il a été de 50 millions de dollars plus élevé que le bénéfice de 2012. Le bénéfice sectoriel des pipelines de liquides équivalent au BAIL comparable, et le BAIIA comparable, sont présentés ci-dessous.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Réseau d'oléoducs Keystone	1 073	766	712
Expansion des affaires dans le secteur des pipelines de liquides	(14)	(14)	(14)
BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides	1 059	752	698
Amortissement comparable	(216)	(149)	(145)
BAIL comparable du secteur des pipelines de liquides	843	603	553
BAIL comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	215	201	191
Dollars US	570	389	363
Incidence du change	58	13	(1)
BAIL comparable du secteur des pipelines de liquides	843	603	553

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a été de 307 millions de dollars supérieur à celui de 2013. L'accroissement est principalement attribuable aux éléments suivants :

- le bénéfice supplémentaire découlant du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe, mis en service en janvier 2014;
- le raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a été de 54 millions de dollars supérieur en 2013 à celui de 2012. L'accroissement découle de la hausse des produits, qui est principalement attribuable aux éléments suivants :

- la progression des volumes;
- l'incidence de l'augmentation, en juillet 2012, des droits fixes définitifs qui sont exigibles pour la capacité garantie jusqu'à Cushing, en Oklahoma;
- le raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

Amortissement comparable

L'amortissement comparable a augmenté de 67 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013 en raison de la mise en service du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe.

PERSPECTIVES

Résultat

En 2015, le résultat du secteur des pipelines de liquides ne devrait pas être sensiblement différent de celui de 2014. Nous continuons de rechercher des gains d'efficacité opérationnelle qui permettraient, en fonction de la demande du marché, d'améliorer la capacité et les débits sur le réseau d'oléoducs Keystone.

Au fil du temps, le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides augmentera à mesure que les projets en cours d'aménagement sont mis en service.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 2,0 milliards de dollars au total en 2014 pour les pipelines de liquides. Nous prévoyons engager environ 2,3 milliards de dollars en 2015 au titre des dépenses d'investissement et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation particulièrement pour les projets Grand Rapids, Northern Courier, Énergie Est et Heartland. La page 114 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

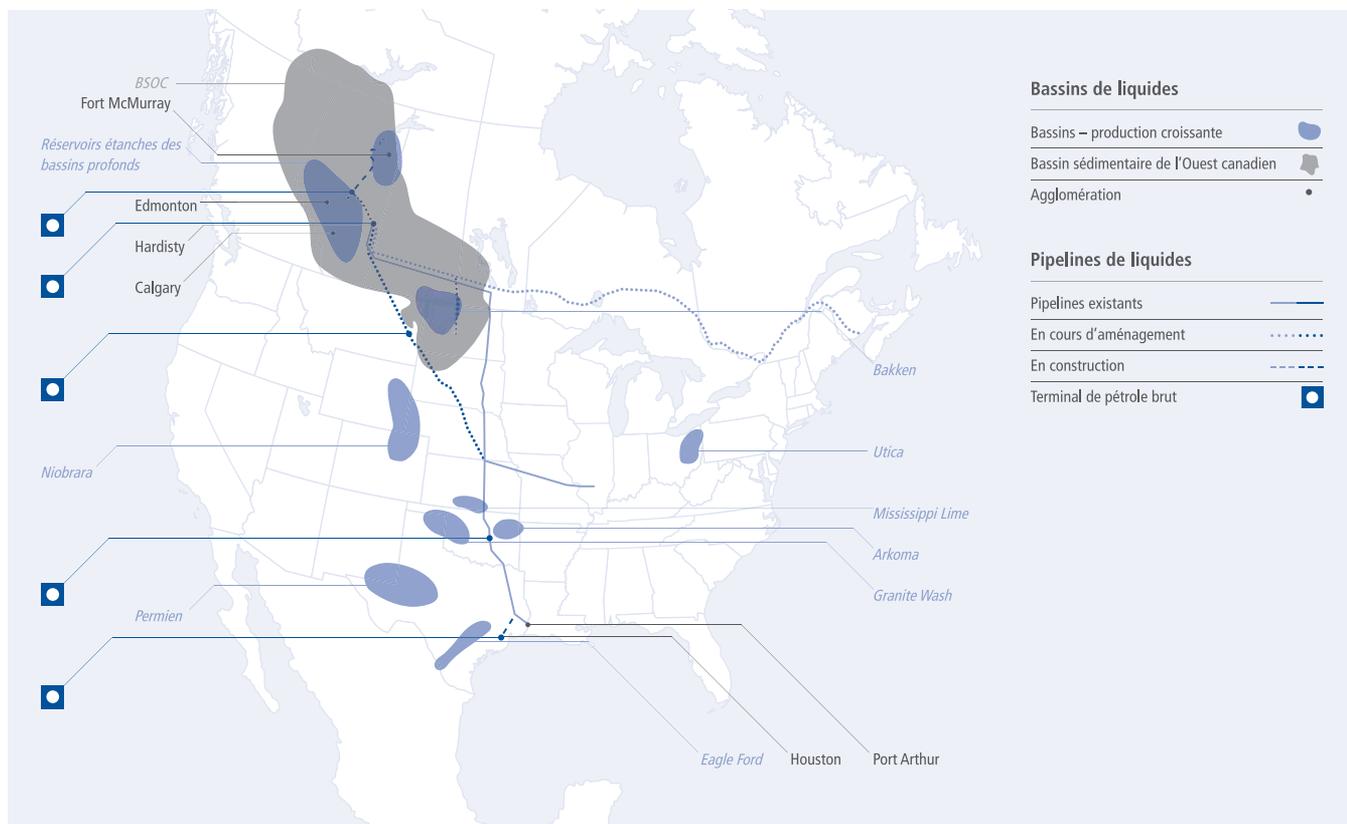
LES ROUAGES DU SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

En général, les pipelines transportent du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font divers produits pétroliers.

Le résultat attribuable à nos pipelines de liquides provient principalement de la capacité pipelinère vendue aux expéditeurs en contrepartie de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction des livraisons réelles. La capacité non visée par des contrats est proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un résultat supplémentaire.

Les modalités de service et le montant des paiements mensuels fixes sont déterminés au moyen d'arrangements de transport négociés avec les expéditeurs. Ces arrangements sont habituellement établis à long terme et ils nous permettent de recouvrer les coûts que nous engageons pour construire et exploiter le réseau.

Contexte commercial et priorités stratégiques



Au cours de la dernière décennie, la production nord-américaine de pétrole brut a augmenté de façon significative en réponse à la croissance de la consommation mondiale d'énergie et à la demande accrue pour le pétrole brut. Cette croissance de l'offre de pétrole brut a stimulé la demande pour de nouvelles infrastructures de pipelines de liquides afin de relier ces sources aux principaux marchés nord-américains et étrangers. Nous avons réussi à obtenir un portefeuille de projets garantis sur le plan commercial d'une valeur de 25 milliards de dollars pour aménager cette infrastructure et nous continuons de chercher de nouvelles occasions d'élargir notre offre de services de transport à d'autres secteurs de la chaîne de valeur, notamment le stockage à long terme de liquides.

Récemment, les prix du pétrole brut ont nettement diminué, alors que la croissance de l'offre de pétrole léger aux États-Unis, qui a délogé les importations nord-américaines, et la croissance d'autres approvisionnements mondiaux surpassent la demande supplémentaire. Bien que les approvisionnements provenant de la production à coût élevé puissent être réduits si le recul des prix persiste, nous ne prévoyons pas que l'évolution des prix des produits de base ou la réduction des approvisionnements auront des répercussions marquées sur notre entreprise. Nos activités actuelles et nos projets d'aménagement sont appuyés par des contrats à long terme aux termes desquels nous avons accepté de fournir la capacité pipelinière à nos clients en contrepartie de paiements mensuels fixes. La nature cyclique de l'offre et la demande des produits de base et les fluctuations de prix connexes peuvent avoir un impact secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains nouveaux projets. Cela peut influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinières.

Les fluctuations des prix des produits de base font partie intégrante du cycle économique. À plus long terme, nous prévoyons que la demande mondiale de pétrole brut maintiendra sa progression et mènera à une croissance continue de la production de pétrole brut en Amérique du Nord ainsi qu'à une demande pour de

nouvelles infrastructures pipelinières. La place de plus en plus grande que nous occupons dans le secteur du transport de pétrole brut crée une plateforme importante pour saisir ces occasions de croissance futures.

Perspective de l'offre

Canada

L'Alberta produit la majeure partie du pétrole brut du BSOC, qui est la principale source d'approvisionnement en pétrole brut du réseau d'oléoducs Keystone. Dans son rapport de 2014 intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP ») a estimé la production du BSOC en pétrole brut classique et en condensats pour 2015 à 1,4 million de b/j et à 2,2 millions de b/j pour le pétrole brut tiré des sables bitumineux, soit un total d'environ 3,6 millions de b/j. Le rapport prévoit que la production de pétrole brut du BSOC passera à 4,6 millions de b/j d'ici à 2020 et à 6,4 millions de b/j d'ici à 2030.

Dans un communiqué de presse de janvier 2015, l'ACPP a annoncé que les dépenses d'investissement dans l'Ouest canadien en 2015, y compris la mise en valeur des sables bitumineux, diminueraient pour s'établir à 46 milliards de dollars, soit 23 milliards de dollars de moins que prévu en 2014. L'ACPP prévoit un ralentissement de la croissance de la production de pétrole brut de 65 000 b/j en 2015 et de 120 000 b/j en 2016 par rapport aux données présentées dans son rapport de 2014 intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*. Bien que l'ACPP prévoie une diminution des dépenses d'investissement, les prévisions révisées pour la production totale de pétrole brut dans l'Ouest canadien sont plus élevées d'environ 150 000 b/j en 2015 qu'en 2014.

Selon le document publié en mai 2014 et intitulé *Alberta's Energy Reserves 2013 and Supply/Demand Outlook 2014-2023*, l'Alberta Energy Regulator (« AER ») a estimé à environ 167 milliards le nombre de barils pouvant être techniquement et économiquement récupérés dans les sources classiques et les sables bitumineux de l'Alberta. Les réserves de sables bitumineux ont une longue durée de vie, qu'on estime être de 25 à 50 ans pour les projets d'extraction à ciel ouvert et entre 10 et 15 ans, en moyenne, pour la production in situ. Cette longévité correspond au souhait des producteurs d'établir un lien à long terme entre leurs réserves et le marché. Le réseau d'oléoducs Keystone, y compris Keystone XL, et le projet d'oléoduc Énergie Est sont soutenus par des contrats à long terme.

États-Unis

Selon les Perspectives énergétiques mondiales établies en 2014 par l'Agence internationale de l'énergie, d'ici à 2020, les États-Unis devanceront l'Arabie Saoudite à titre de principal producteur de pétrole brut au monde. L'Energy Information Administration (« EIA ») des États-Unis prévoit une production en hausse de plus de 1,0 million de b/j aux États-Unis de 2014 à 2019, et un sommet de 9,6 millions de b/j en 2019. Cette augmentation est due aux récentes percées en production de pétrole de schiste, que l'EIA estime à quelque 4,8 millions de b/j d'ici à 2020, avant l'amorce d'un déclin après 2022.

La croissance de l'approvisionnement pétrolier des États-Unis viendra principalement de la formation de Bakken, dans le bassin Williston, situé dans le Dakota du Nord et au Montana, du bassin permien, situé dans le Sud du Texas, et des gisements schisteux Woodford situés dans le bassin Arkoma, en Oklahoma. Ces zones de production de pétrole de schiste constituent également une partie des sources d'approvisionnement en pétrole brut pour nos projets Bakken Marketlink et Cushing Marketlink.

La production croissante des États-Unis contribue à la hausse de l'approvisionnement en pétrole brut au carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, et a donné lieu à une demande accrue de capacité pipelinière entre Cushing, en Oklahoma, et le marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Cushing Marketlink, qui utilise des installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone, procure la capacité pipelinière supplémentaire nécessaire au transport de pétrole brut de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

Le rapport de l'EIA prévoit que, malgré la hausse de la production pétrolière américaine, les États-Unis demeureront un importateur net de pétrole brut et que ses importations se chiffreront à 7,7 millions de b/j

vers 2040. La production croissante des bassins permiers, dans l'Ouest du Texas, Eagle Ford, dans le Sud du Texas, et Williston, qui se compose surtout de pétrole brut léger, fera vraisemblablement concurrence aux volumes de brut léger venant de pays tels le Nigéria et l'Arabie Saoudite. Les raffineries de la côte du golfe du Mexique continueront sans doute de préférer le pétrole moyen et lourd du Canada parce qu'elles ont été conçues pour traiter ce type de brut et qu'elles ne peuvent pas commencer facilement à traiter de grandes quantités de pétrole de schiste léger sans faire de grands investissements. Les raffineries de la côte du golfe du Mexique ont besoin d'environ 3,5 millions de b/j de brut lourd et de densité moyenne à l'heure actuelle. Cette demande ne devrait pas fluctuer de façon appréciable à l'avenir. Le réseau d'oléoducs Keystone est tout à fait en mesure d'acheminer le brut lourd canadien vers cet important marché.

Priorités stratégiques

Nous nous concentrons à faire avancer notre portefeuille de projets garantis sur le plan commercial pour assurer le transport des approvisionnements de pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les marchés clés.

L'obtention de l'approbation réglementaire pour notre projet d'oléoduc Énergie Est de 12 milliards de dollars est une priorité clé. En 2014, nous avons déposé les demandes réglementaires nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter ce projet et nous consultons activement les parties prenantes pendant que nous travaillons à obtenir cette approbation réglementaire. Des raffineries de l'Est du Canada traitent déjà du brut léger importé de l'Afrique de l'Ouest et du Moyen-Orient et pourraient donc être en mesure de traiter le pétrole brut léger nord-américain. Selon le rapport de 2014 *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, la capacité de raffinage totale dans l'Est du Canada s'établit à environ 1,2 million de b/j et l'Ouest du pays n'a fourni que 354 000 b/j aux raffineries de l'Est. En raison d'une capacité pipelinrière insuffisante, bon nombre de ces raffineries ont commencé à recevoir par voie ferrée du brut léger intérieur en petites quantités à un coût beaucoup plus élevé que celui du transport par pipeline. Cette situation a suscité une forte demande d'oléoducs reliant l'Est du Canada à la production de pétrole léger en plein essor de la formation de Bakken et du BSOC. Nous nous attendons à ce que notre projet Énergie Est, une fois approuvé et construit, puisse satisfaire à cette demande.

Nous poursuivons notre plein engagement envers Keystone XL malgré les retards sans précédent dus à la réglementation auxquels nous nous sommes butés dans ce projet. Le projet Keystone XL permettrait de prolonger le réseau d'oléoducs Keystone et ainsi de fournir une capacité supplémentaire de plus de 800 000 b/j. Ce projet est soutenu par des contrats à long terme et permettra de transporter le pétrole brut du Canada ainsi que les approvisionnements croissants de brut des États-Unis vers les grands marchés de raffinage dans le Midwest et le long de la côte américaine du golfe du Mexique.

En Alberta, nous tirons parti de notre vaste empreinte de gazoducs et misons sur notre expérience pour développer une entreprise régionale de pipelines de liquides. La croissance de la production tirée des sables bitumineux crée un besoin de nouveaux pipelines à l'intérieur de l'Alberta, tels que le projet pipelinier Grand Rapids, qui permettra de transporter du pétrole brut depuis la source jusqu'aux carrefours pétroliers d'Edmonton-Heartland et de Hardisty, en Alberta, ainsi que des diluants de la région d'Edmonton-Heartland jusqu'à la zone de production dans le Nord de l'Alberta. Les projets de pipeline Heartland et des terminaux de TC visent à soutenir ces carrefours pétroliers qui offriront aux expéditeurs la possibilité de se relier au réseau d'oléoducs Keystone, à l'oléoduc Énergie Est et à d'autres oléoducs qui acheminent le brut à l'extérieur de l'Alberta pour fournir à nos clients une voie homogène de la production à la commercialisation.

À mesure que notre empreinte de pipelines de liquides continue de s'étendre en Amérique du Nord, nous évaluons également d'autres possibilités d'élargir notre offre de services. Celles-ci comprennent le développement de solutions de transport ferroviaire, le transport d'autres liquides comme les condensats et l'ajout de services de terminaux et de stockage de liquides pour compléter notre infrastructure existante.

FAITS MARQUANTS

Réseau d'oléoducs Keystone

L'achèvement du prolongement sur la côte du golfe en janvier 2014 a permis d'élargir le réseau d'oléoducs Keystone pour former un réseau d'oléoducs de 4 247 km (2 639 milles) qui transporte du pétrole brut de Hardisty, en Alberta, aux marchés du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique.

À ce jour, le réseau d'oléoducs Keystone a acheminé plus de 830 millions de barils de pétrole brut du Canada vers les États-Unis.

Cushing Marketlink

La construction des installations de Cushing Marketlink à Cushing, en Oklahoma, s'est achevée en septembre 2014. Cushing Marketlink transporte du pétrole brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au marché de raffinage sur la côte américaine du golfe du Mexique à l'aide d'installations qui font partie du réseau d'oléoducs Keystone.

Latéral et terminal de Houston

La construction du latéral de Houston, sur une distance de 77 km (48 milles), et du terminal pétrolier se poursuit, ce qui permettra de prolonger le réseau d'oléoducs Keystone jusqu'aux raffineries de Houston au Texas. La capacité de stockage initiale du terminal devrait s'établir à 700 000 barils de pétrole brut. L'oléoduc et le terminal devraient être achevés pendant la seconde moitié de 2015.

Keystone XL

En janvier 2014, le Département d'État a publié l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental (« FSEIS ») pour le projet Keystone XL. Les résultats compris dans le rapport sont conformes à ceux des études environnementales précédentes à ce titre. Ainsi, selon le FSEIS, Keystone XL ne devrait guère avoir d'incidence sur le rythme d'extraction des sables bitumineux et toutes les autres solutions de rechange à l'aménagement de Keystone XL pour le transport de pétrole brut se révèlent moins efficaces et entraîneraient la production d'une quantité plus élevée d'émissions de gaz à effet de serre, plus de déversements de pétrole et de plus grands risques pour la sécurité du public. Le rapport marquait le début de consultations auprès d'autres organismes gouvernementaux et du grand public d'une durée possible de 90 jours dans le cadre d'une évaluation de l'intérêt national. En avril 2014, le Département d'État annonçait la prolongation du processus d'évaluation de l'intérêt national pour une période indéterminée afin de lui laisser le temps d'étudier l'incidence éventuelle de la cause traitée ci-dessous sur le tronçon du Nebraska du tracé du pipeline.

En février 2014, un tribunal de district du Nebraska a statué que le pouvoir d'approuver un tracé de rechange, au Nebraska, pour Keystone XL appartient à la Public Service Commission, non au gouverneur Dave Heineman. Le procureur général du Nebraska a interjeté appel devant la Cour suprême du Nebraska le 5 septembre 2014. Le 9 janvier 2015, la Cour suprême du Nebraska a annulé la décision du tribunal inférieur statuant que la loi était inconstitutionnelle. Par conséquent, l'approbation du gouverneur, en janvier 2013, du tracé de rechange au Nebraska pour Keystone XL demeure valide. Des propriétaires fonciers ont intenté des poursuites dans deux comtés du Nebraska cherchant à empêcher Keystone XL de condamner les servitudes sur des motifs constitutionnels d'État.

En septembre 2014, nous avons présenté une requête pour Keystone XL auprès de la Public Utilities Commission (« PUC ») du Dakota du Sud. Cette certification confirme que les conditions selon lesquelles le permis de construction initial de Keystone XL, délivré par la PUC en juin 2010, a été accordé continuent d'être satisfaites. Le processus d'audience formel pour la certification est prévu pour mai 2015.

Le 16 janvier 2015, le Département d'État a relancé l'examen de l'intérêt national et a demandé aux huit organismes fédéraux y jouant un rôle de déterminer si Keystone XL sert les intérêts nationaux et de faire connaître leur décision au Département d'État d'ici le 2 février 2015.

Le 2 février 2015, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») des États-Unis a affiché sur son site Web une lettre de commentaires suggérant, entre autres, que le FSEIS rendu public par le Département d'État n'avait

pas intégralement évalué les incidences sur l'environnement du pipeline Keystone et que, dans le contexte du repli du prix du pétrole, Keystone XL pourrait intensifier les taux de production à partir des sables bitumineux et des émissions de gaz à effet de serre. Le 10 février 2015, nous avons transmis une lettre au Département d'État contestant ces commentaires et d'autres commentaires énoncés dans la lettre de l'EPA, mais aussi proposant de collaborer avec le Département d'État pour assurer qu'il dispose de toute l'information pertinente pour lui permettre d'en arriver à la décision d'approuver Keystone XL.

Le moment et l'approbation ultime de Keystone XL demeurent incertains. Advenant que le projet n'aille pas de l'avant tel que prévu, nous réévaluerions et réduirions sa valeur comptable pour la ramener au montant recouvrable, advenant qu'il soit nécessaire et approprié de le faire.

L'estimation des coûts en capital pour le projet Keystone XL devrait se chiffrer à environ 8,0 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2014, nous avons déjà investi 2,4 milliards de dollars US dans ce projet et nous avons capitalisé des intérêts d'un montant de 0,4 milliard de dollars US.

Terminal de Keystone à Hardisty

Le terminal de Keystone à Hardisty sera construit en collaboration avec Keystone XL et devrait être achevé environ deux ans après la date de réception du permis de Keystone XL.

Oléoduc Énergie Est

En mars 2014, nous avons soumis la description du projet Oléoduc Énergie Est auprès de l'ONÉ. Il s'agissait là de la première étape officielle du processus de réglementation pour obtenir les approbations nécessaires en vue de la construction et de l'exploitation du pipeline.

Le 30 octobre 2014, nous avons déposé auprès de l'ONÉ les demandes réglementaires nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter le projet Énergie Est et les installations terminales. Le coût estimatif de ce projet est de 12 milliards de dollars environ et ce montant ne comprend pas la valeur de transfert des actifs liés au gaz naturel du réseau principal au Canada. Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons d'ici la fin de 2018.

Le projet Énergie Est comprend un terminal maritime proposé près de Cacouna, au Québec qui serait adjacent à un habitat de bélugas. Le 8 décembre 2014, le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada a recommandé que les bélugas soient inscrits à la liste des espèces en voie de disparition. Par conséquent, nous avons pris la décision de mettre fin à toute poursuite des travaux à Cacouna et nous étudierons la recommandation, évaluerons les éventuelles répercussions sur le projet et examinerons toutes les options viables. Nous avons l'intention d'en arriver à une décision sur la façon de procéder d'ici la fin du premier trimestre de 2015.

L'oléoduc Énergie Est, d'une capacité de 1,1 million de b/j, a obtenu, dans le cadre d'appels de soumissions, des engagements fermes de longue durée pour le transport d'environ 1 million de b/j de pétrole brut depuis l'Ouest canadien.

Pipeline Northern Courier

En juillet 2014, l'AER a délivré un permis pour approuver notre demande en vue de construire et d'exploiter le pipeline Northern Courier. Les travaux ont été entamés pour le pipeline de 90 km (56 milles), chiffré à 900 millions de dollars, pour le transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta. Nous prévoyons que le pipeline sera prêt pour la mise en service en 2017.

Projet de pipeline Heartland et de terminaux de TC

Le pipeline Heartland est un oléoduc de 200 km (125 milles) reliant la région du marché d'Edmonton-Heartland aux installations de Hardisty, en Alberta. Les terminaux de TC sont une installation terminale dans le secteur industriel de Heartland, au nord d'Edmonton.

Le pipeline pourra transporter jusqu'à 900 000 b/j, tandis que l'installation terminale aura une capacité de stockage initiale d'un maximum de 1,9 million de barils de pétrole brut. La demande concernant l'installation terminale a été approuvée en février 2014 et la construction a commencé en octobre 2014.

Le coût cumulé de ces projets est évalué à 900 millions de dollars et leur mise en service est prévue vers la fin de 2017.

Pipeline Grand Rapids

Le 9 octobre 2014, l'AER a délivré un permis pour approuver notre demande en vue de construire et d'exploiter le pipeline Grand Rapids. Nous avons un partenaire, par l'entremise d'une coentreprise, pour aménager le pipeline Grand Rapids, un réseau de pipelines de 460 km (287 milles) de transport de brut et de diluant reliant la zone de production au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, aux terminaux de la région d'Edmonton-Heartland. Chaque partenaire détiendra 50 % du projet pipelinier de 3 milliards de dollars et nous en serons l'exploitant. Notre partenaire a également conclu une entente à long terme de transport de pétrole brut à l'appui du projet Grand Rapids. La construction a commencé et les premières livraisons de brut sont prévues en 2016.

Pipeline Upland

En novembre 2014, nous avons mené à terme un appel de soumissions fructueux pour le pipeline Upland. Le pipeline de 600 millions de dollars devrait assurer le transport de pétrole brut à partir et entre de multiples points au Dakota du Nord et se relier à l'oléoduc Énergie Est à Moosomin en Saskatchewan.

Sous réserve des approbations réglementaires, nous prévoyons que le pipeline Upland sera mis en service en 2018. Les contrats commerciaux que nous avons conclus pour le pipeline Upland sont conditionnels à la poursuite du projet Énergie Est.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des pipelines de liquides. Voir la page 107 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation, les risques liés à la santé, la sécurité et l'environnement (« SSE ») et les risques financiers.

Risque d'exploitation

L'optimisation et le maintien de la capacité disponible de nos pipelines de liquides sont essentiels au succès du secteur des pipelines de liquides. Toute interruption des activités pipelinières a une incidence sur la capacité d'expédition et risque de se traduire par une réduction des produits tirés des paiements fixes et des occasions de vente de volumes au comptant. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection interne pour vérifier régulièrement l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer s'il y a lieu.

Réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis peuvent avoir une incidence considérable sur l'approbation, la construction, l'exploitation et la performance financière de nos pipelines de liquides. L'opinion publique sur la mise en valeur et la production de pétrole peut également avoir une incidence sur le processus de réglementation. Des particuliers et des groupes de défense de l'intérêt public s'opposent à la construction de pipelines de liquides en exprimant leur désaccord face à la production de pipelines de liquides. Pour gérer ce risque, nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation afin de déterminer leur effet possible sur notre secteur de pipelines de liquides et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs.

Coûts de réalisation, en capital et d'obtention des permis

Nous prenons d'importants engagements de capitaux à l'égard de grands projets d'infrastructure en nous appuyant sur l'hypothèse que les nouveaux actifs offriront un rendement des investissements intéressant à l'avenir. Aux termes de certains contrats, nous partageons avec les clients le coût lié à ces risques. Bien que nous tenions compte minutieusement du coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certains contrats, nous sommes exposés au risque lié au coût du capital, qui peut avoir une incidence sur le rendement du projet. Nos projets d'investissement sont également soumis au risque d'obtention des permis, qui peut se traduire par des retards de construction, une hausse des coûts en capital et la réduction des rendements du capital investi.

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinière

Un recul de la demande de produits pétroliers raffinés pourrait avoir un effet négatif sur le prix que touchent les producteurs de pétrole brut pour leur produit. Un resserrement des prix dans le secteur pétrolier pourrait par ailleurs inciter les producteurs de brut à réduire leurs investissements dans la mise en valeur des sources de pétrole. Ces facteurs, selon leur gravité, pourraient avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'expansion de notre infrastructure de transport pétrolier et, à long terme, sur le renouvellement des contrats conclus avec les expéditeurs, à mesure que les contrats actuels arriveront à échéance.

Concurrence

Nous déployons des efforts continus à l'égard de notre position concurrentielle sur le marché nord-américain du transport des liquides, plus particulièrement pour transporter les approvisionnements croissants de pétrole brut du BSOC, du bassin Williston et des bassins permien et Arkoma jusqu'aux principaux marchés de raffinage et d'exportation d'Amérique du Nord. Nous faisons face aussi à la concurrence d'autres sociétés pipelinières et, dans une moindre mesure, de compagnies de chemin de fer qui cherchent également à transporter ces approvisionnements de pétrole brut jusqu'aux mêmes marchés. Notre succès dépend ainsi de notre capacité d'offrir des services de transport et de conclure des contrats de transport dont les modalités sont concurrentielles.

Énergie

Notre portefeuille du secteur de l'énergie compte des actifs de production d'électricité au Canada et aux États-Unis et des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés en Alberta.

Nous détenons, contrôlons ou travaillons à aménager des installations présentant une capacité de production d'électricité d'environ 11 800 MW au moyen d'actifs alimentés au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, au charbon, à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire. Au Canada, les installations du secteur de l'énergie se trouvent pour la plupart en Alberta, en Ontario et au Québec, alors qu'aux États-Unis, elles se trouvent dans la région de New York et dans les États de la Nouvelle-Angleterre et de l'Arizona. Les actifs sont en grande partie soutenus par des contrats à long terme et certains produisent à faible coût la charge de base alors que d'autres, situés dans une zone critique, produisent la charge essentielle.

Dans le but de gérer activement notre exposition aux risques liés aux produits de base et d'offrir des rendements élevés, nous dirigeons également des activités de commercialisation et de commerce de gros et de détail de l'énergie visant l'ensemble de l'Amérique du Nord à partir de nos bureaux en Alberta, en Ontario et au Massachusetts.

Nous détenons et exploitons environ 118 Gpi³ de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta et détenons des contrats avec des tiers pour du stockage supplémentaire, représentant près du tiers de la capacité albertaine. Notre capacité de stockage et de services connexes, compte tenu des installations de stockage de gaz naturel réglementées, qui sont situées au Michigan et qui font partie du secteur des gazoducs, se chiffre à plus de 350 Gpi³.

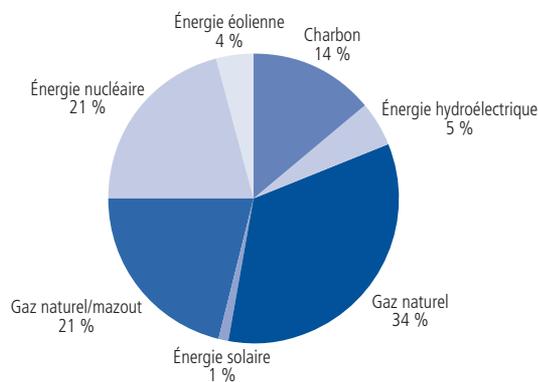
Coup d'œil sur la stratégie

Nous nous concentrons sur la croissance d'un portefeuille d'actifs de production d'énergie et de stockage de gaz naturel à faible coût et de longue durée situés dans les marchés nord-américains de base, tout en maximisant la valeur de nos investissements actuels par l'entremise d'opérations sûres et fiables.

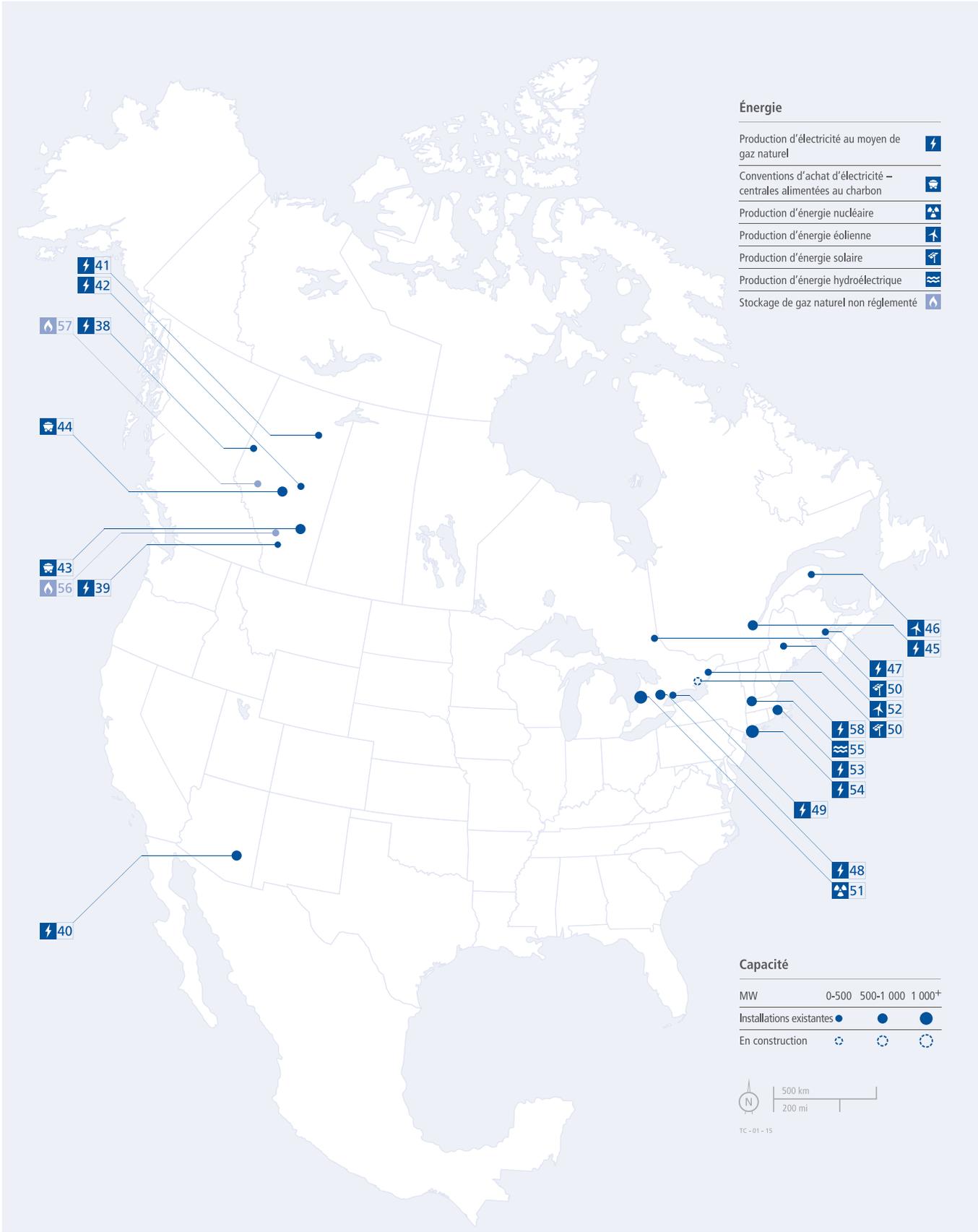
Les occasions de croissance dans le secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord sont issues de la demande accrue en énergie et de la nécessité de remplacer les infrastructures vieillissantes de production d'électricité par des centrales alimentées au gaz et produisant de l'énergie renouvelable étant donné les tendances et les politiques sociales qui continuent de mettre l'accent sur la réduction de la teneur en carbone du parc de centrales. Nous sommes en bonne position pour participer à l'élaboration de cette nouvelle infrastructure de production d'électricité en raison de notre forte présence et de notre expérience sur les principaux marchés et de l'emplacement stratégique des exploitations actuelles. Nos récents investissements dans la production solaire et la construction de la centrale de Napanee en Ontario, tous deux soutenus par des contrats à long terme, sont des exemples d'une telle croissance et de telles occasions. Le potentiel pour une remise à neuf des centrales nucléaires de Bruce Power est un autre exemple des possibilités de développer davantage notre portefeuille diversifié de technologies de production, les types de carburant, les marchés et les structures contractuelles.

Le rôle joué par le stockage du gaz naturel pour assurer et équilibrer la fiabilité et la souplesse du réseau gazier devrait prendre plus d'importance au fil de l'expansion du marché, qui sera dynamisé par le recours à une capacité de production d'électricité fondée sur le gaz naturel et à la suite de la construction de nouveaux terminaux d'exportation de GNL. À plus long terme, nous prévoyons qu'une dépendance accrue au besoin de stockage de gaz naturel entraînera des rendements plus élevés provenant de nos activités de stockage de gaz.

Électricité produite selon le combustible¹



¹ Y compris les installations en construction.



Nous sommes l'exploitant de tous nos actifs énergétiques, à l'exception des CAE de Sheerness et de Sundance A et B, de Cartier énergie éolienne, de Bruce A et B et de Portlands Energy.

	capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation
Installations énergétiques au Canada Capacité de production de 8 037 MW (y compris les installations en construction)					
Installations énergétiques de l'Ouest Offre d'électricité de 2 609 MW en Alberta et dans l'Ouest des États-Unis					
38 Bear Creek	80	gaz naturel	Centrale de cogénération	Grande Prairie (Alberta)	100 %
39 Carseland	80	gaz naturel	Centrale de cogénération	Carseland (Alberta)	100 %
40 Coolidge ¹	575	gaz naturel	Centrale électrique de pointe à cycle simple	Coolidge (Arizona)	100 %
41 Mackay River	165	gaz naturel	Centrale de cogénération	Fort McMurray (Alberta)	100 %
42 Redwater	40	gaz naturel	Centrale de cogénération	Redwater (Alberta)	100 %
43 CAE de Sheerness	756	charbon	Production contractée en vertu de la CAE	Hanna (Alberta)	100 %
44 CAE de Sundance A	560	charbon	Production contractée en vertu de la CAE	Wabamun (Alberta)	100 %
44 CAE de Sundance B (Propriétaire : ASTC Power Partnership ²)	353 ³	charbon	Production contractée en vertu de la CAE	Wabamun (Alberta)	50 %
Installations énergétiques de l'Est Capacité de production de 2 939 MW (y compris les installations en construction)					
45 Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération	Trois-Rivières (Québec)	100 %
46 Cartier énergie éolienne	365 ³	énergie éolienne	Cinq projets éoliens	Gaspésie (Québec)	62 %
47 Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération	Saint-Jean (Nouveau-Brunswick)	100 %
48 Halton Hills	683	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Halton Hills (Ontario)	100 %
49 Portlands Energy	275 ³	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Toronto (Ontario)	50 %
50 Énergie solaire en Ontario	76	énergie solaire	Huit projets d'énergie solaire	Sud de l'Ontario et New Liskeard (Ontario)	100 %
Bruce Power Capacité de production de 2 489 MW par l'entremise de huit réacteurs					
51 Bruce A	1 467 ³	énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	48,9 %
51 Bruce B	1 022 ³	énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	31,6 %

	capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation	
Installations énergétiques aux États-Unis Capacité de production de 3 755 MW						
52	Projet éolien de Kibby	132	énergie éolienne	Parc éolien	Cantons de Kibby et de Skinner (Maine)	100 %
53	Ocean State Power	560	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Burrillville (Rhode Island)	100 %
54	Ravenswood	2 480	gaz naturel et mazout	Centrale à turbines multiples (turbines à vapeur polycombustibles, turbines à cycle combiné et turbines à combustion)	Queens (New York)	100 %
55	TC Hydro	583	centrales hydroélectriques	13 centrales hydroélectriques, avec barrages et réservoirs connexes	Sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield (New Hampshire, Vermont et Massachusetts)	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi ³						
56	CrossAlta	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Crossfield (Alberta)	100 %
57	Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Edson (Alberta)	100 %
En construction						
58	Napanee	900	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Greater Napanee (Ontario)	100 %

¹ Centrale située en Arizona et dont les résultats sont constatés dans les résultats des installations énergétiques de l'Ouest canadien.

² Nous détenons une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui a conclu une CAE à l'égard de la production de la centrale de Sundance B.

³ Notre quote-part de la capacité de production.

RÉSULTATS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAll comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
BAIIA comparable	1 348	1 363	903
Amortissement comparable	(309)	(294)	(283)
BAll comparable	1 039	1 069	620
Postes particuliers :			
Gain à la vente de Cancarb	108	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	(43)	-	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	(20)
Activités de gestion des risques	(53)	44	(21)
Bénéfice sectoriel	1 051	1 113	579

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 62 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013 et il a augmenté de 534 millions de dollars en 2013 par rapport à 2012.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie comprenait les éléments précis suivants :

- le gain de 108 millions de dollars sur la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité, qui a été réalisée en avril 2014;
- la perte nette de 43 millions de dollars découlant du paiement de résiliation du contrat avec Niska Gas Storage prenant effet le 30 avril 2014;
- la perte nette de 20 millions de dollars découlant de la décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A en juillet 2012 relativement à 2011;
- les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (en millions de dollars, avant les impôts)	2014	2013	2012
Installations énergétiques au Canada	(11)	(4)	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(55)	50	(1)
Stockage de gaz naturel	13	(2)	(24)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(53)	44	(21)

Les écarts sur douze mois observés sur ces gains et pertes non réalisés reflètent l'incidence des changements sur les prix à terme pour le gaz et l'énergie et le volume de notre position pour ces dérivés pour une certaine période. Cependant, ils ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement ou l'effet compensateur des autres transactions de produits dérivés ou non dérivés qui composent notre entreprise en général. Par conséquent, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Les éléments précis mentionnés ci-dessus ont été exclus de nos calculs du BAII comparable. Le solde du bénéficiaire sectoriel du secteur de l'énergie est l'équivalent du BAII comparable qui, ainsi que le BAIIA comparable, sont examinés ci-dessous.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Installations énergétiques au Canada			
Installations énergétiques de l'Ouest	252	355	311
Installations énergétiques de l'Est ¹	350	322	321
Bruce Power	314	310	14
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada²	916	987	646
Amortissement comparable	(179)	(172)	(152)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada²	737	815	494
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)			
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	376	323	209
Amortissement comparable	(107)	(107)	(121)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	269	216	88
Incidence du change	27	7	-
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	296	223	88
Stockage de gaz naturel et autres			
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres²	44	63	67
Amortissement comparable	(12)	(12)	(10)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres²	32	51	57
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(26)	(20)	(19)
BAII comparable du secteur de l'énergie²	1 039	1 069	620
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur de l'énergie²	1 348	1 363	903
Amortissement comparable	(309)	(294)	(283)
BAII comparable du secteur de l'énergie²	1 039	1 069	620

¹ Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire, entre juin et décembre 2013, de trois installations de production d'énergie solaire en septembre 2014 et d'une installation de production d'énergie solaire en décembre 2014 et de la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne terminée en novembre 2012.

² Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, Portlands Energy, Bruce Power et CrossAlta jusqu'en décembre 2012. En décembre 2012, nous avons acheté la participation restante de 40 % dans CrossAlta, ce qui a porté à 100 % notre participation, et nous avons commencé à consolider son exploitation.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a été inférieur de 15 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013, ce qui tient compte :

- du résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés;
- du résultat plus élevé du secteur de l'électricité aux États-Unis, en raison surtout de la hausse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et des prix réalisés pour l'électricité par nos installations hydroélectriques de New York et de la Nouvelle-Angleterre;

- du bénéfice supplémentaire des installations énergétiques de l'Est principalement attribuable aux quatre installations d'énergie solaire acquises en 2013 et en 2014;
- du bénéfice moindre tiré du stockage de gaz naturel par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a été supérieur de 460 millions de dollars en 2013 par rapport à 2012, ce qui tient compte :

- de la hausse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power résultant de l'augmentation des produits des réacteurs 1 et 2 et de la diminution du nombre prévu de jours d'arrêt d'exploitation du réacteur 4 ainsi que de la constatation d'un règlement d'assurance lié à la panne du générateur électrique du réacteur 2 en mai 2012;
- du résultat supérieur du secteur de l'électricité aux États-Unis, en raison surtout de la hausse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et des prix réalisés pour l'électricité;
- du résultat supérieur du secteur de l'électricité dans l'Ouest en raison principalement d'une augmentation des volumes achetés dans le cadre de CAE.

PERSPECTIVES

Résultat

Nous prévoyons que le bénéfice du secteur de l'énergie pour 2015 sera légèrement plus bas qu'en 2014, en supposant l'effet net des attentes suivantes :

- l'affaiblissement des prix de l'électricité en Alberta;
- la baisse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power en raison des activités d'entretien prévu et de coûts d'exploitation plus élevés;
- l'apport inférieur de nos exploitations de stockage de gaz naturel;
- le résultat inférieur découlant de la vente de Cancarb en avril 2014;
- le recul des prix de capacité réalisés de New York;
- l'augmentation de l'apport des actifs d'installations électriques aux États-Unis en raison de l'accroissement des marges nettes et de la production provenant du secteur de l'énergie;
- le résultat pendant un exercice complet des quatre installations de production d'énergie solaire acquises en Ontario en 2014;
- le relèvement de l'apport de nos exploitations du secteur de l'énergie au Québec.

Bien qu'une grande partie de la production de ce secteur soit vendue au moyen de contrats à long terme, les produits tirés de la production d'électricité qui fait l'objet de contrats à plus court terme ou qui est vendue au comptant continueront de subir les effets des fluctuations des prix de base et le résultat des activités de stockage de gaz naturel subiront les effets des écarts saisonniers des prix du stockage de gaz naturel.

Les marchés de vente au comptant pourraient par ailleurs être touchés par l'incidence des conditions météorologiques, des arrêts d'exploitation imprévus ainsi que des modifications également imprévues de la réglementation et peuvent mener à des variations de notre résultat pour le secteur de l'énergie.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le prix moyen au comptant de l'électricité de 2015 devrait être légèrement inférieur à celui de 2014. Le marché de l'électricité de l'Alberta a été relativement bien approvisionné en 2014 et cette tendance devrait être davantage observée en 2015 avec l'ajout d'une grande centrale alimentée au gaz dans la région de Calgary qui devrait être mise en service au premier semestre de 2015. Le prix moyen au comptant de l'électricité en 2014 (50 \$ le MWh) était beaucoup plus bas que celui de 2013 (80 \$ le MWh), principalement en raison de la forte capacité disponible de centrales alimentées au charbon et de nouvelles capacités de production d'énergie éolienne malgré la forte croissance de la demande annuelle en alimentation d'un peu plus de 3 %.

L'Alberta Electric System Operator prévoit pour la prochaine décennie une saine croissance de l'approvisionnement afin de répondre à la croissance continue de la demande, qui est de plus de 3 % par

année. Bien que certaines de ces perspectives de forte croissance en Alberta soient tributaires des activités gazières et pétrolières et de la demande, elles sont également attribuables au renouvellement prévu des centrales alimentées au charbon et à la nécessité de remplacer la capacité d'autres installations de production vieillissantes qui seront mises hors service au fil du temps. Nous envisageons avec un optimisme prudent que le marché de l'Alberta continuera à surpasser la croissance dans d'autres régions d'Amérique du Nord.

Stockage de gaz naturel

Les écarts saisonniers des prix du gaz naturel devraient légèrement s'améliorer par rapport aux creux cycliques qu'ils ont connus; toutefois, l'extrême volatilité observée au premier trimestre de 2014 ne devrait pas se répéter au premier trimestre de 2015. Par conséquent, l'apport de ce secteur devrait être légèrement inférieur en 2015 par rapport aux résultats de 2014.

Installations énergétiques de l'Est

En janvier 2015, l'OEO et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») ont fusionné et fonctionnent désormais comme une seule organisation exploitée sous la dénomination de SIERE. Cette fusion n'a pas d'incidence sur les modalités de nos contrats avec l'OEO.

Toute la production de nos actifs dans l'Est du Canada est visée par des contrats. Nos actifs en Ontario font l'objet de contrats conclus avec la SIERE et sont en grande partie à l'abri des prix du marché au comptant. Le résultat des installations énergétiques de l'Est devrait être plus élevé en 2015 en raison d'une année complète d'exploitation des actifs d'énergie solaire supplémentaires acquis en 2014 ainsi que de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour.

Le marché de l'énergie de l'Ontario est actuellement bien approvisionné, bien que les centrales alimentées au charbon soient désormais entièrement hors service. L'effet cumulé de la croissance stable de la demande sur le réseau, en partie attribuable aux programmes d'économie d'énergie, et de l'augmentation de la production nucléaire et renouvelable permet à l'Ontario d'être un exportateur net d'électricité.

Bruce Power

Nous prévoyons que la quote-part du bénéfice de Bruce Power pour 2015 sera plus bas qu'en 2014 en raison principalement d'une hausse des activités d'entretien prévu et des coûts d'exploitation plus élevés aux installations de Bruce A et Bruce B. Pendant le deuxième trimestre de 2015, tous les réacteurs de Bruce B seront mis hors service pendant environ un mois pour permettre l'inspection du bâtiment sous vide de Bruce B. Le bâtiment sous vide est un élément clé des systèmes de sécurité du site et doit être inspecté environ une fois tous les dix ans. D'autres activités d'entretien prévu aux installations de Bruce B doivent avoir lieu pendant le deuxième trimestre de 2015.

Les travaux d'entretien prévu aux installations de Bruce A doivent avoir lieu pendant le premier et le troisième trimestres de 2015.

Les pourcentages de capacité globale disponible pour 2015 devraient se situer autour de 85 % pour Bruce A et Bruce B.

Le plan énergétique à long terme de 2013 du gouvernement de l'Ontario présentait son intention quant au rôle de l'énergie nucléaire dans les types de combustibles offerts à l'avenir. La remise à neuf possible de six réacteurs de Bruce Power a été incluse dans le plan et Bruce Power envisage activement les options de remise en état des installations dans ce contexte.

Installations énergétiques aux États-Unis

Les marchés du Nord-Est des États-Unis ont connu un hiver plus froid que la normale en 2014 avec plusieurs périodes de vortex polaires et des contraintes liées aux gazoducs provoquant une forte volatilité des prix pendant les mois d'hiver. Cependant, les mois d'été ont en outre connu des températures inférieures à la normale, ce qui a diminué la demande d'énergie pour satisfaire les besoins en climatisation. En 2015, nous prévoyons que la volatilité des prix se maintiendra pendant les mois d'hiver en raison des contraintes liées aux pipelines; cependant, les récentes baisses du prix du mazout devraient limiter les pointes de prix marquées par rapport aux années précédentes. Selon les prévisions de l'ISO de New York et de la Nouvelle-Angleterre, l'augmentation annuelle de la demande d'électricité devrait se maintenir à environ 1 % par année pendant les prochaines années.

Nos installations de production d'électricité situées dans le Nord-Est des États-Unis affichent également des produits appréciables en raison de leur présence dans les marchés régionaux de la capacité. Les fournisseurs d'électricité tirent parti de ces marchés du fait qu'ils peuvent fournir de l'électricité. Ces marchés visent également à promouvoir les investissements dans les ressources électriques existantes ou nouvelles nécessaires pour répondre à la demande des clients et pour assurer la fiabilité du réseau électrique. Les prix moyens au comptant pour New York devraient être en moyenne plus bas en 2015 qu'en 2014.

Différents profils de prix influent sur le moment où nous constatons le résultat tiré des activités de commercialisation de nos installations énergétiques aux États-Unis, notamment les prix que nous facturons à nos clients et ceux que nous payons pour les volumes achetés afin de remplir nos obligations de vente sur la durée des contrats. Les coûts liés aux volumes achetés pour respecter les engagements en matière de ventes d'électricité auprès des clients des secteurs de gros, commercial et industriel tiennent compte de certains contrats d'achat d'électricité sur plusieurs périodes et à prix unique. Puisque le prix que nous facturons à nos clients est généralement caractérisé par le marché, l'incidence de ces deux profils de prix contractuel donne généralement lieu à un résultat plus élevé de janvier à mars, contré par une baisse du résultat entre avril et décembre, avec des marges positives globales aux termes des contrats. En raison de la volatilité accrue des prix à terme du gaz naturel et de l'électricité dans le marché de la Nouvelle-Angleterre, ces différences seront plus importantes en 2015.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement du secteur de l'énergie ont totalisé 0,2 milliard de dollars en 2014 et elles devraient atteindre environ 0,3 milliard de dollars en 2015. La page 114 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

En 2014, outre le montant de 0,1 milliard de dollars investi dans Bruce Power pour divers projets d'investissement, nous avons investi 0,2 milliard de dollars pour l'acquisition de quatre installations d'énergie solaire en Ontario. Nous prévoyons consacrer environ 0,2 milliard de dollars aux investissements dans Bruce Power en 2015.

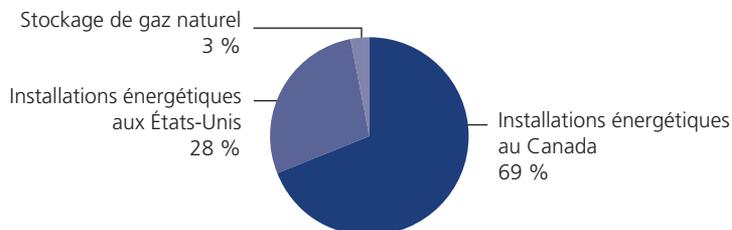
LES ROUAGES DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte trois groupes :

- les installations énergétiques au Canada;
- les installations énergétiques aux États-Unis;
- le stockage de gaz naturel.

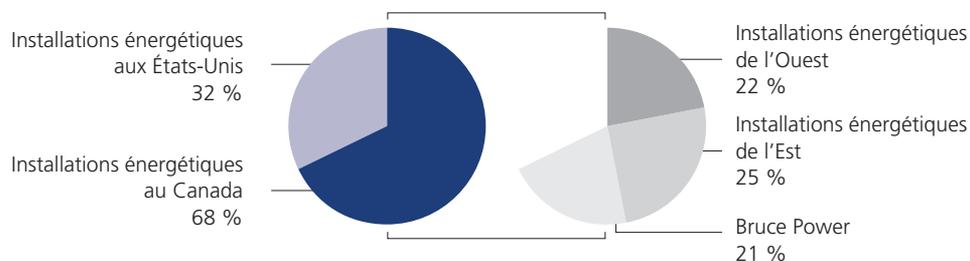
BAIL comparable du secteur de l'énergie – apport selon le groupe, à l'exclusion des charges d'expansion des affaires

exercice clos le 31 décembre 2014



Capacité de production – apport selon le groupe

exercice clos le 31 décembre 2014 (y compris les installations en cours d'aménagement)



Installations énergétiques au Canada

Installations énergétiques de l'Ouest

Nous détenons ou possédons des droits sur une offre d'électricité d'environ 2 600 MW en Alberta et en Arizona, par le truchement de trois CAE à long terme, de cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et de Coolidge, une centrale électrique de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel en Arizona.

Électricité achetée au moyen de contrats à long terme

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
CAE de Sheerness	Achat d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans	ATCO Power et TransAlta Utilities Corporation	2020
CAE de Sundance A	Achat d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans	TransAlta Utilities Corporation	2017
CAE de Sundance B	Achat d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans (participation de 50 % détenue par le truchement d'ASTC Power Partnership)	TransAlta Utilities Corporation	2020

Électricité vendue au moyen de contrats à long terme

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Coolidge	Vente d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans	Salt River Project Agricultural Improvements & Power District	2031

Le maintien et l'optimisation des activités d'exploitation de nos centrales, auxquels s'ajoutent diverses activités de commercialisation, permettent de maximiser le résultat des installations énergétiques de l'Ouest.

L'exécution disciplinée de la stratégie opérationnelle est critique à la maximisation de la production et des produits dans nos centrales de cogénération et à la maximisation du résultat de Coolidge, où les produits sont fonction de la capacité disponible et non pas du prix du marché.

La fonction de commercialisation est également essentielle à l'optimisation des rendements et à la gestion des risques au moyen de ventes directes à de moyennes et grandes entreprises industrielles et commerciales ainsi qu'à d'autres participants du marché. Le groupe chargé de la commercialisation achète et vend de l'électricité aux termes des CAE conclues, commercialise les volumes des installations de cogénération qui ne font pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser le résultat de nos actifs. Pour réduire le risque lié aux volumes non liés à des contrats, nous vendons une partie de notre électricité sur les marchés à terme lorsqu'il est possible d'obtenir des modalités contractuelles acceptables.

Nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou au moyen de contrats à court terme. Ainsi, nous pouvons nous assurer de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos engagements de vente en cas d'arrêt d'exploitation imprévu et nous avons l'occasion d'accroître le résultat pendant les périodes où les prix au comptant sont élevés.

Le volume des ventes à terme varie en fonction des conditions du marché et de la liquidité sur le marché et, par le passé, il se situait entre 25 % et 75 % de la production future prévue, une proportion supérieure faisant l'objet de couvertures pour les périodes à court terme. Ces ventes à terme sont généralement conclues avec de moyennes et grandes entreprises industrielles et commerciales ainsi qu'avec d'autres participants du marché et elles influenceront sur nos prix réalisés moyens (par rapport au prix sur le marché au comptant) au cours de périodes futures.

Installations énergétiques de l'Est

Nous détenons ou sommes en train d'aménager des installations dont la capacité de production s'élève à environ 3 000 MW dans l'Est du Canada. Toute l'électricité produite par ces actifs est vendue aux termes de contrats à long terme.

Une discipline d'entretien et d'exploitation des centrales est essentielle au résultat de nos actifs situés dans l'Est du Canada, où le résultat dépend de la capacité disponible et du rendement des centrales.

Actifs en exploitation selon les modalités de contrats à long terme

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Bécancour ¹	CAE de 20 ans Vente de la vapeur produite à un client industriel	Hydro-Québec	2026
Cartier énergie éolienne Grandview	CAE de 20 ans Contrat d'achat ferme de 20 ans visant 100 % de la chaleur et de l'électricité produites	Hydro-Québec Irving Oil	2032 2025
Halton Hills	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	SIERE	2030
Portlands Energy	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	SIERE	2029
Énergie solaire en Ontario ²	Contrats de 20 ans en vertu du programme de tarifs de rachats garantis	SIERE	2032-2034

¹ La production d'électricité est interrompue depuis 2008. Nous recevons toujours des paiements de capacité pendant cette interruption.

² Nous avons acquis quatre installations en 2013 et quatre autres installations en 2014.

Les actifs actuellement en construction sont les suivants :

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Napanee	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	SIERE	20 ans à compter de la date de mise en service

Résultats des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 24.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Produits¹			
Installations énergétiques de l'Ouest	736	605	644
Installations énergétiques de l'Est ²	428	400	415
Autres ³	85	108	91
	1 249	1 113	1 150
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁴	45	141	68
Achats de produits de base revendus	(404)	(283)	(286)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(299)	(298)	(266)
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A	-	-	(30)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	11	4	(4)
BAIIA comparable	602	677	632
Amortissement comparable	(179)	(172)	(152)
BAII comparable	423	505	480
Ventilation du BAIIA comparable			
Installations énergétiques de l'Ouest	252	355	311
Installations énergétiques de l'Est	350	322	321
BAIIA comparable	602	677	632

¹ Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques au Canada sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

² Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire, entre juin et décembre 2013, de trois installations de production d'énergie solaire en septembre 2014 et d'une installation de production d'énergie solaire en décembre 2014 et de la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne acquise en novembre 2012.

³ Ces données comprennent les produits tirés de la vente de la capacité de transport de gaz naturel non utilisée, de la vente de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique de Cancarb jusqu'au 15 avril 2014, date de sa vente.

⁴ Ces données tiennent compte de notre quote-part du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. La quote-part du bénéfice ne comprend pas les résultats liés à nos activités de gestion des risques.

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

Ces données comprennent notre quote-part des volumes découlant de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Volumes des ventes (en GWh)			
Offre			
Électricité produite			
Installations énergétiques de l'Ouest	2 517	2 728	2 691
Installations énergétiques de l'Est ¹	3 080	3 822	4 384
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness et autres ²	11 472	8 223	6 906
Autres achats	16	13	46
	17 085	14 786	14 027
Ventes			
Électricité vendue à contrat			
Installations énergétiques de l'Ouest	10 484	7 864	8 240
Installations énergétiques de l'Est ¹	3 080	3 822	4 384
Électricité vendue au comptant			
Installations énergétiques de l'Ouest	3 521	3 100	1 403
	17 085	14 786	14 027
Capacité disponible des centrales³			
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	96 %	95 %	96 %
Installations énergétiques de l'Est ^{1,5}	91 %	90 %	90 %

¹ Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire, entre juin et décembre 2013, de trois installations de production d'énergie solaire en septembre 2014 et d'une installation de production d'énergie solaire en décembre 2014 et de la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne acquise en novembre 2012.

² Ces données tiennent compte de notre participation de 50 % dans les volumes de Sundance B par le truchement d'ASTC Power Partnership. Le groupe électrogène 1 de Sundance A a été remis en service en septembre 2013, alors que le groupe électrogène 2 a été remis en service en octobre 2013.

³ Pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

⁴ Ces données excluent les installations qui nous fournissent de l'électricité aux termes de CAE.

⁵ La centrale de Bécancour a été exclue du calcul de la capacité disponible étant donné que sa production d'électricité est interrompue depuis 2008.

Installations énergétiques de l'Ouest

En 2014, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest est inférieur de 103 millions de dollars par rapport à 2013, un effet net :

- du recul des prix réalisés pour l'électricité;
- de l'augmentation du résultat attribuable à la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 visés par la CAE de Sundance A, respectivement en septembre 2013 et en octobre 2013, ce qui a également entraîné une augmentation des achats de volume;
- de la vente de Cancarb en avril 2014.

Le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a diminué de 38 %, pour passer d'environ 80 \$ le MWh en 2013 à environ 50 \$ le MWh en 2014. Malgré la forte croissance de la demande en alimentation d'un peu plus de 3 %, les prix ont été relativement bas pendant dix mois en 2014, puisque le marché de l'énergie de l'Alberta a été bien approvisionné pendant l'année. Les événements météorologiques en février et juillet 2014 ont exercé une pression sur l'équilibre entre l'offre et la demande, ce qui a mené à des prix élevés pendant ces

mois. Les prix réalisés pour l'électricité vendue peuvent être supérieurs ou inférieurs aux prix de l'électricité sur le marché au comptant à un moment précis à la suite des activités de passation de contrats.

En 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest était supérieur de 44 millions de dollars par rapport à 2012. Cette augmentation est attribuable principalement à une augmentation des volumes achetés dans le cadre de CAE à la suite de la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A.

En 2014, environ 75 % des volumes de ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats (72 % en 2013 et 85 % en 2012).

Installations énergétiques de l'Est

En 2014, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a été supérieur de 28 millions de dollars par rapport à 2013, un effet net du résultat supplémentaire tiré des quatre installations de production d'énergie solaire acquises en 2013, des quatre autres installations acquises vers la fin de 2014 et de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour.

En 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a été semblable à celui de 2012, un effet net du résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne, des quatre installations de production d'énergie solaire acquises en 2013 et de la diminution des produits contractuels de Bécancour.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui regroupe Bruce A et Bruce B. Bruce A compte quatre réacteurs (1 à 4) d'une capacité combinée d'environ 3 000 MW. Bruce B compte également quatre réacteurs (5 à 8) d'une capacité combinée d'environ 3 300 MW. L'Ontario Power Generation loue les huit réacteurs nucléaires à Bruce B, qui en sous-loue quatre à Bruce A.

Les résultats de Bruce Power varient surtout en raison de la fréquence, de la portée et de la durée des arrêts d'exploitation prévus et imprévus.

Aux termes d'un contrat conclu avec la SIERE, toute la production de Bruce A est vendue à un prix fixe par MWh qui est ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation et d'autres dispositions du contrat. De plus, les coûts du combustible de Bruce A sont récupérés auprès de la SIERE.

Prix fixe de Bruce A	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	71,70 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	68,23 \$

Aux termes du même contrat, toute l'électricité produite par les réacteurs 5 à 8 de Bruce B est assujettie à un prix plancher ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation.

Prix plancher de Bruce B	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	51,62 \$

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Au premier trimestre de 2014, le prix moyen sur le marché au comptant a dépassé le prix plancher, toutefois, les prix au comptant y ont été inférieurs pour le reste de 2014. Par conséquent, Bruce B a enregistré des produits annuels au prix plancher tout au long de 2014 et les montants reçus en sus de celui-ci au premier trimestre de 2014 ont été remboursés à la SIERE en janvier 2015.

Bruce B conclut également des contrats de vente à prix fixe aux termes desquels la centrale reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix sur le marché au comptant.

Le contrat prévoit par ailleurs un paiement si la SIERE met un frein à la production de Bruce Power pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ou pour composer avec d'autres conditions d'exploitation du réseau électrique de l'Ontario. Le montant de la réduction est considéré comme une « production réputée » pour laquelle Bruce Power reçoit le prix fixe, le prix plancher ou le prix sur le marché au comptant qui s'applique aux termes du contrat.

Résultats de Bruce Power

Quote-part nous revenant

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2014	2013	2012
Bénéfice (perte) tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹			
Bruce A	209	202	(149)
Bruce B	105	108	163
	314	310	14
Comprend ce qui suit :			
Produits	1 256	1 258	763
Charges d'exploitation	(623)	(618)	(567)
Amortissement et autres	(319)	(330)	(182)
	314	310	14
Bruce Power – Données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ²			
Bruce A ³	82 %	82 %	54 %
Bruce B	90 %	89 %	95 %
Capacité cumulée de Bruce Power	86 %	86 %	81 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus			
Bruce A	118	123	336
Bruce B	127	140	46
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus			
Bruce A	123	63	18
Bruce B	4	20	25
Volumes des ventes (en GWh) ¹			
Bruce A ³	10 526	10 458	4 194
Bruce B	8 197	8 010	8 598
	18 723	18 468	12 792
Prix de vente réalisés par MWh ⁴			
Bruce A	72 \$	70 \$	68 \$
Bruce B	56 \$	54 \$	55 \$
Capacité cumulée de Bruce Power	63 \$	62 \$	57 \$

¹ Ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

² La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours de l'exercice pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

³ La capacité disponible des centrales et les volumes des ventes comprennent l'incidence supplémentaire des réacteurs 1 et 2 qui ont été remis en service en octobre 2012.

⁴ Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh de Bruce B comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et conformément aux règlements de contrat.

La quote-part du bénéfice de Bruce A en 2014 a augmenté de 7 millions de dollars par rapport à 2013. Cette augmentation est attribuable principalement à des charges d'amortissement et d'exploitation inférieures et à des volumes plus élevés, partiellement contrée par la constatation d'un règlement d'assurance d'environ 40 millions de dollars au premier trimestre de 2013. Les répercussions d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation en 2014 sont annulées par des niveaux de production plus élevés pendant la période d'exploitation.

La quote-part du bénéfice de Bruce B en 2014 était inférieure de 3 millions de dollars par rapport à 2013. La diminution est principalement attribuable à l'augmentation des frais de location comptabilisés aux termes du contrat de location avec l'Ontario Power Generation, partiellement contrée par la hausse des volumes et des coûts d'exploitation plus faibles résultant en un nombre moins élevé de jours d'arrêt.

En 2013, le bénéfice tiré de notre participation dans Bruce A a été supérieur de 351 millions de dollars à celui de 2012. Cette augmentation est principalement attribuable :

- au résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2, qui ont été remis en service en octobre 2012;
- au résultat supplémentaire supérieur du réacteur 3 compte tenu de l'arrêt d'exploitation prévu de West Shift Plus aux premier et deuxième trimestres de 2012;
- à la constatation, au premier trimestre de 2013, d'un règlement d'assurance d'environ 40 millions de dollars lié à la panne du générateur électrique du réacteur 2 en mai 2012 et qui a touché la production de Bruce A en 2012 et 2013;
- au résultat supplémentaire plus élevé attribuable au réacteur 4 en raison du prolongement des travaux d'allongement du cycle de vie amorcés au troisième trimestre de 2012 et terminés en avril 2013.

En 2013, la quote-part du bénéfice de Bruce B a été inférieure de 55 millions de dollars par rapport à 2012. La diminution est partiellement attribuable à la réduction des volumes et à la hausse des coûts d'exploitation entraînant un nombre plus élevé de jours d'arrêt prévu.

Installations énergétiques aux États-Unis

Nous possédons une capacité de production d'électricité d'environ 3 800 MW dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre, grâce à des centrales alimentées au gaz naturel, au mazout, à l'énergie hydraulique et à l'énergie éolienne.

Deux activités nous permettent de tirer des produits de ces marchés : l'offre de capacité et la vente d'énergie. Alors que c'est la capacité de fournir de l'électricité qui se négocie sur les marchés de la capacité, qui ont pour objet de promouvoir les investissements dans les ressources en électricité, nouvelles et existantes, nécessaires pour répondre à la demande des consommateurs et assurer le maintien d'un réseau fiable, c'est l'énergie réellement fournie qui est vendue et achetée sur les marchés de l'énergie.

Offre de capacité

Les produits tirés de la capacité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre sont fonction de deux facteurs : les prix de capacité et la capacité disponible. Il est donc important de maintenir une capacité disponible élevée afin de maximiser les volumes de capacité pour lesquels nous sommes payés.

Les prix de capacité payés aux fournisseurs de capacité dans la région de New York sont déterminés au moyen d'une série de ventes aux enchères de capacité à terme volontaires et d'une vente aux enchères obligatoire au comptant. Les ventes de capacité à terme sont fondées sur les enchères, tandis que la vente obligatoire au comptant dépend d'un processus d'établissement selon la courbe des prix au comptant, lequel est fonction d'un certain nombre de paramètres établis qui sont soumis à des examens périodiques par l'ISO de New York et la FERC. Les paramètres sont déterminés pour chaque zone et ils comprennent les coûts prévus associés à l'entrée sur le marché d'une nouvelle centrale, l'approvisionnement disponible pouvant être utilisé et les fluctuations de la demande prévue.

Le prix de capacité payé en Nouvelle-Angleterre est déterminé au moyen de ventes aux enchères annuelles concurrentielles, lesquelles ont lieu trois ans avant l'année visée par la capacité. Le résultat des ventes aux enchères dépend de la demande d'électricité réelle et prévue, de l'offre d'électricité et d'autres facteurs.

Vente d'énergie

Nos activités sont axées sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long terme conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros dans les marchés de l'électricité suivants :

- New York, dont l'exploitant est l'ISO de New York;
- Nouvelle-Angleterre, dont l'exploitant est l'ISO de la Nouvelle-Angleterre;
- secteur PJM Interconnection (« PJM »).

Nous touchons également des produits supplémentaires en regroupant les ventes d'électricité avec d'autres services énergétiques.

Pour répondre à nos engagements de ventes d'électricité, nous utilisons de l'électricité produite par nos actifs ou achetée à prix fixe, ce qui nous permet de réduire notre exposition aux fluctuations de prix des produits de base.

Résultats des installations énergétiques aux États-Unis

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 24.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2014	2013	2012
Produits			
Installations énergétiques ¹	1 794	1 587	1 240
Capacité	362	295	234
	2 156	1 882	1 474
Achats de produits de base revendus	(1 297)	(1 003)	(765)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(529)	(509)	(500)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	46	(47)	-
BAIIA comparable	376	323	209
Amortissement comparable	(107)	(107)	(121)
BAII comparable	269	216	88

¹ Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

² Ces données comprennent les coûts du combustible utilisé pour la production.

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Volumes des ventes physiques (en GWh)			
Offre			
Électricité produite	7 742	6 173	7 567
Achats	10 822	9 001	9 408
	18 564	15 174	16 975
Capacité disponible des centrales¹	82 %	84 %	85 %

¹ Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

Installations énergétiques aux États-Unis – Données complémentaires

exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollars US par MWh)			
Nouvelle-Angleterre	65	57	36
New York	58	52	39
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York (en dollars US par kilowatt par mois)			
	14	11	8

En 2014, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a dépassé de 53 millions de dollars US celui de 2013, un effet net :

- de l'appréciation des prix de capacité réalisés principalement de New York;
- de l'accroissement des prix de l'électricité réalisés pour les installations de la Nouvelle-Angleterre et de New York;
- de l'augmentation des volumes de production, principalement à Ravenswood;
- de la hausse des prix et des coûts connexes relativement aux volumes accrus achetés pour respecter les engagements en matière de ventes d'électricité auprès des clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

En 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a dépassé de 114 millions de dollars US celui de 2012, un effet net :

- de la hausse des prix de capacité réalisés de New York;
- de l'augmentation des prix de l'électricité réalisés, en partie annulée par l'incidence de la hausse des coûts des combustibles;
- de la hausse des produits et de certains ajustements dans les ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

Les prix moyens au comptant pour les ventes de capacité dans le secteur J de New York ont augmenté d'environ 27 % en 2014 comparativement à ceux de 2013. L'augmentation du prix au comptant et l'incidence des opérations de couverture ont mené à une appréciation des prix de capacité réalisés dans la région de New York en 2014.

Les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont été supérieurs en 2014 comparativement à 2013 principalement en raison des températures hivernales plus froides et des contraintes exercées sur le transport gazier. Cela a entraîné des prix du gaz naturel plus élevés sur les marchés de l'électricité en Nouvelle-Angleterre et de New York, principalement alimentés à partir de gaz naturel, au premier trimestre 2014 par rapport à la même période en 2013. Les prix moyens au comptant de l'électricité ont augmenté d'environ 14 % en Nouvelle-Angleterre en 2014 et les prix au comptant de l'électricité de New York ont augmenté d'environ 11 % par rapport à 2013.

En 2014, les volumes physiques d'électricité ont été supérieurs à ceux de 2013. Les volumes de production ont augmenté principalement en raison d'une plus forte production aux installations de Ravenswood tout au long de 2014 comparativement à 2013. Les volumes achetés étaient également plus élevés en 2014 qu'en 2013 en raison de l'augmentation des ventes à des clients commerciaux et industriels dans les marchés de la Nouvelle-Angleterre et du secteur PJM.

Au 31 décembre 2014, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 3 700 GWh d'électricité, ou 30 % de leur production prévue, pour 2015 et pour environ 1 600 GWh, ou 14 % de leur production prévue, pour 2016. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant. Les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

Stockage de gaz naturel

Nous détenons et exploitons une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 118 Gpi³ en Alberta. Il s'agit d'activités de stockage de gaz naturel qui sont indépendantes de celles de notre entreprise de transport de gaz naturel réglementée et de l'entreprise de stockage réglementée d'ANR, dont les résultats sont inclus à ceux du secteur des gazoducs.

Capacité de stockage

exercice clos le 31 décembre 2014	Capacité de stockage aménagée de gaz naturel (en Gpi³)	Capacité maximale d'injection/de retrait (en Mpi³/j)
Edson	50	725
CrossAlta	68	550
	118	1 275

Nous détenons également un contrat de capacité de stockage en Alberta avec un tiers.

Le secteur du stockage de gaz naturel contribue à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, en plus d'ajouter de la souplesse au chapitre de la livraison de gaz aux marchés albertains et dans le reste de l'Amérique du Nord. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et nos installations de stockage de gaz naturel permettent également aux clients de profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. L'entreprise de stockage de gaz naturel est soumise aux fluctuations attribuables aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait.

Notre secteur du stockage de gaz a conclu des ententes avec des tiers, habituellement des participants au marché de l'Alberta et aux marchés gaziers qui y sont interconnectés, qui prévoient un tarif fixe pour la prestation de services de stockage de gaz à court, moyen et long terme.

Nous concluons également des transactions liées au stockage de gaz naturel exclusif qui comprennent l'achat à terme de notre propre gaz naturel pour injection dans les installations de stockage, associé à une vente à terme en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, habituellement pendant la saison de retrait en hiver. L'appariement des volumes des achats et des ventes nous permet de garantir des marges positives futures, ce qui élimine notre exposition aux écarts des prix du gaz.

Ces contrats à terme pour le gaz naturel constituent des instruments de couverture économique très efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Ils sont par conséquent inscrits à leur juste valeur dans le bénéfice net, compte tenu des prix du marché à terme pour le mois de livraison prévu aux termes des contrats. Nous constatons les variations de la juste valeur de ces contrats dans les produits. Nous n'incluons pas les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel dans le calcul du résultat comparable, parce qu'elles ne sont pas représentatives des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Résultats des installations de stockage de gaz naturel et autres installations

Le BAIIA comparable en 2014 a diminué de 19 millions de dollars par rapport à 2013, principalement en raison d'une diminution des produits tirés du stockage de tiers par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

En 2013, le BAIIA comparable a diminué de 4 millions de dollars par rapport à 2012, principalement par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké, en partie annulée par le résultat supplémentaire constaté pour CrossAlta à la suite de l'acquisition du reste de la participation, soit 40 %, en décembre 2012.

FAITS MARQUANTS

Installations énergétiques au Canada

Énergie solaire en Ontario

Dans le cadre d'une convention d'achat avec Canadian Solar Solutions Inc. signée en 2011, nous avons réalisé l'acquisition de trois installations d'énergie solaire en Ontario au prix de 181 millions de dollars en septembre 2014 et acquis une quatrième installation d'un montant de 60 millions de dollars en décembre 2014. En 2013, nous avons réalisé l'acquisition de quatre installations solaires en contrepartie de 216 millions de dollars. Notre investissement total dans les huit installations solaires se chiffre à 457 millions de dollars. Toute l'électricité produite par les installations d'énergie solaire est vendue aux termes de contrats de 20 ans en vertu de programmes de tarifs de rachat garanti conclus avec la SIERE.

Napanee

En janvier 2015, nous avons entrepris la construction d'une nouvelle centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW dans l'enceinte de la centrale Lennox de l'Ontario Power Generation, dans la localité de Greater Napanee, dans l'Est de l'Ontario. Nous prévoyons investir environ 1,0 milliard de dollars dans la centrale de Napanee pendant la construction, dont l'exploitation commerciale devrait commencer vers la fin de 2017 ou au début de 2018. La production de l'installation est visée par des contrats conclus avec la SIERE.

Bécancour

En mai 2014, Hydro-Québec a exercé l'option prévue dans l'entente d'interruption modifiée pour prolonger l'interruption de toute production d'électricité jusqu'à la fin de 2017 et a demandé une interruption supplémentaire de la production jusqu'à la fin de 2018. Aux termes de l'entente d'interruption modifiée de décembre 2013, Hydro-Québec a l'option chaque année de prolonger la suspension d'une autre année (sous réserve de certaines conditions). Nous continuons de recevoir des paiements de capacité pendant cette interruption.

Cancarb Limited et installation de chaleur résiduelle de Cancarb

La vente de Cancarb Limited, une installation de production de noir de carbone thermique, et de l'installation de production d'électricité qui s'y rattache, en avril 2014, a donné lieu à un produit brut de 190 millions de dollars. Au deuxième trimestre de 2014, nous avons comptabilisé un gain de 99 millions de dollars, déduction faite des impôts.

Bruce Power

En mars 2014, Cameco Corporation a vendu sa participation de 31,6 % de la société en commandite Bruce B à BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »). Nous étudions la possibilité d'accroître notre part de participation dans Bruce B.

La nouvelle loi fédérale canadienne sur la détermination de la responsabilité et de l'indemnisation pour un accident nucléaire au Canada causant des blessures et des dommages devrait entrer en vigueur en 2015. Ce projet de loi remplacera la loi existante qui prévoit à l'heure actuelle qu'un exploitant autorisé d'un établissement nucléaire a une responsabilité absolue et exclusive et qui limite la responsabilité à un maximum de 75 millions de dollars. Le nouveau projet de loi est essentiellement compatible avec le régime actuel, bien que la responsabilité maximale passe à 650 millions de dollars et augmente par tranches sur une période de trois ans jusqu'à un maximum de 1 milliard de dollars. L'exploitant devra également maintenir des garanties financières, notamment des assurances pour un montant équivalent à la responsabilité maximale. Notre filiale indirecte détient le tiers des actions de Bruce Power Inc., l'exploitant autorisé de Bruce Power, et à ce titre, Bruce Power est soumise à cette responsabilité en cas d'incident ainsi qu'aux autres exigences de la loi.

Installations énergétiques aux États-Unis

Ravenswood

Vers la fin de septembre 2014, le groupe électrogène 30 de 972 MW de la centrale de Ravenswood a subi une panne imprévue causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression. L'assurance doit couvrir les coûts de réparation et les pertes de produits d'exploitation liées à l'interruption imprévue, qui restent encore à déterminer. En raison des indemnités d'assurance à recouvrer, déduction faite des franchises, l'interruption de service imprévue du groupe électrogène 30 ne devrait pas avoir d'incidence appréciable sur notre résultat bien que la constatation du résultat puisse ne pas coïncider avec les produits d'exploitation perdus en raison du moment de la réception des produits d'assurance prévus. Le groupe électrogène devrait être remis en service dans la première moitié de 2015.

Stockage de gaz naturel

Nous avons mis un terme à notre contrat à long terme de stockage de gaz naturel en Alberta de 38 Gpi³ avec Niska Gas Storage le 30 avril 2014. Ce contrat renfermait des dispositions permettant la résiliation avant l'échéance. Par conséquent, nous avons inscrit une charge de 32 millions de dollars après les impôts en 2014. Nous avons signé un nouveau contrat de services de stockage de gaz naturel en Alberta avec Niska Gas Storage. Ce contrat d'une durée de six ans entré en vigueur le 1^{er} mai 2014 vise un volume moyen moins élevé.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 107 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation, les risques liés à la santé, la sécurité et l'environnement (« SSE ») et les risques financiers.

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché

Les prix de l'électricité et du gaz naturel dépendent des fluctuations de l'offre et de la demande, des conditions climatiques et de la conjoncture économique générale. Nos centrales électriques sont exposées à la volatilité des prix des produits de base pour ce qui est des installations énergétiques de l'Ouest en Alberta et des installations énergétiques aux États-Unis en Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York.

En général, le résultat de ces entreprises dépend des conditions qui prévalent en matière d'offre et de demande d'électricité. En Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York, le prix du gaz naturel a également une incidence marquée sur les prix de l'électricité, puisque les prix de l'énergie dans ces marchés sont généralement fixés par des centrales alimentées au gaz naturel. Des périodes prolongées de prix faibles pour le gaz imposeront habituellement une pression à la baisse sur les prix de l'électricité et, par conséquent, sur les résultats de nos installations en Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York.

La centrale de Coolidge et le portefeuille d'actifs dans l'Est du Canada font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et ne sont par conséquent pas exposés à la fluctuation des prix des produits de base. À l'échéance de ces contrats à long terme, nous ne savons pas si nous serons en mesure de renouveler les contrats selon des modalités semblables. Il est plus loin question de l'exposition de Bruce Power à la variation des prix de l'électricité.

Pour réduire les effets de l'instabilité des prix de l'électricité en Alberta et dans le Nord-Est des États-Unis, nous concluons des contrats de vente à moyen ou à long terme pour une partie de notre approvisionnement lorsque les modalités sont acceptables. Nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou par la voie de contrats à plus court terme afin de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos obligations de vente en cas d'arrêts d'exploitation imprévus.

L'approvisionnement invendu est exposé aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché. À l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats à terme sont signés aux prix qui prévalent alors sur le marché.

Aux termes d'une entente avec la SIERE, les volumes de Bruce B sont assujettis à un mécanisme de prix plancher. Lorsque le prix sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher, les volumes de Bruce B sont asservis à la volatilité des prix sur le marché au comptant. Lorsque ces prix sont inférieurs au prix plancher, c'est ce dernier que Bruce B reçoit pour toute sa production. Bruce B conclut également des contrats de vente à prix fixe avec des tiers qui font qu'elle reçoit la différence entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant. Toute la production de Bruce A est vendue sur le marché de gros au comptant de l'Ontario aux termes de contrats à prix fixe conclus avec la SIERE.

Notre entreprise de stockage de gaz naturel est assujettie aux fluctuations des écarts saisonniers des prix du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait.

Paiements de capacité pour les installations énergétiques aux États-Unis

Une partie des produits tirés de nos installations énergétiques situées en Nouvelle-Angleterre et une grande partie des produits tirés de Ravenswood sont fonction de paiements de capacité. Les fluctuations des prix de capacité peuvent avoir une incidence considérable sur ces entreprises, particulièrement dans la région de New York. Les prix de la capacité de New York sont déterminés au moyen d'une série de ventes aux enchères de capacité à terme volontaires et d'une vente aux enchères obligatoire au comptant. Les ventes de capacité à terme sont fondées sur les enchères, tandis que la vente obligatoire au comptant dépend d'un processus d'établissement selon la courbe des prix au comptant, lequel est fonction d'un certain nombre de paramètres établis qui sont soumis à des examens périodiques par l'ISO de New York et la FERC. Les paramètres sont déterminés pour chaque zone et ils comprennent les coûts prévus associés à l'entrée sur le marché d'une nouvelle centrale, l'approvisionnement disponible pouvant être utilisé et les fluctuations de la demande prévue. Les paiements de capacité dépendent également de la capacité disponible des centrales, qui fait l'objet d'une discussion ci-après.

Capacité disponible des centrales

L'optimisation et le maintien de la capacité disponible des installations sont essentiels au succès continu de l'entreprise d'énergie. Les arrêts d'exploitation imprévus ou les arrêts d'exploitation prévus prolongés peuvent entraîner un accroissement des frais d'entretien, une baisse de la production des centrales et un recul des produits tirés des ventes ainsi qu'une réduction des paiements de capacité et des marges. Il est également possible que nous devions acheter de l'électricité ou du gaz naturel sur le marché au comptant afin de nous acquitter de nos obligations de livraison.

Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements rentables.

Dans le cas des installations que nous n'exploitons pas, nos conventions d'achat prévoient une mesure financière si le propriétaire de la centrale ne livre pas la marchandise comme prévu. Les CAE de Sundance et de Sheerness exigent par exemple que les producteurs nous versent des pénalités fondées sur les prix du marché s'ils ne sont pas en mesure de fournir la quantité d'électricité que nous avons convenu d'acheter.

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé tant aux États-Unis qu'au Canada. Tous ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux, étatiques et provinciaux applicables. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité en Amérique du Nord, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation de nos centrales. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché, d'une nouvelle interprétation et d'une nouvelle application de ces règles par les organismes de réglementation, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, d'imputations de coûts aux producteurs ou de la prise de mesures hors du marché par des tiers visant l'obtention d'un excédent de production, autant de facteurs qui auraient des incidences négatives sur les prix de l'électricité ou de capacité,

ou les deux. En outre, nos projets d'aménagement sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation de ce processus pourrait influencer négativement sur le calendrier et le coût des projets. Nous prenons une part active aux instances réglementaires officielles et informelles et exerçons nos droits en justice au besoin.

Conditions météorologiques

Toute variation importante de la température ou tout autre événement météorologique est susceptible d'avoir de nombreuses répercussions sur notre entreprise, allant d'une incidence sur la demande, la capacité disponible et les prix des produits de base à l'efficacité et à la capacité de production. Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes peuvent avoir un effet sur la demande d'électricité et de gaz naturel sur les marchés et peuvent créer une grande volatilité. Les phénomènes météorologiques peuvent aussi limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel si la demande est supérieure à l'offre. Les variations saisonnières de la température peuvent réduire l'efficacité de nos centrales alimentées au gaz naturel et, par le fait même, la quantité d'électricité produite. Les variations de vitesse du vent peuvent avoir un effet sur le résultat de nos actifs éoliens et les heures d'ensoleillement et l'intensité de la lumière ont une incidence sur nos actifs solaires.

Hydrologie

Nos installations de production hydroélectriques situées dans le Nord-Est des États-Unis sont soumises à des risques liés à l'hydrologie qui peuvent avoir une incidence sur le volume d'eau disponible pour la production d'électricité. Il s'agit de risques, tels que l'évolution des conditions et phénomènes météorologiques, la gestion fluviale à l'échelle locale et la rupture possible de barrages à ces centrales ou à d'autres installations en amont.

Concurrence

Nous sommes confrontés à diverses forces concurrentielles qui ont une influence sur nos actifs existants et nos perspectives de croissance. Par exemple, nos centrales existantes dans les marchés déréglementés devront faire concurrence au fil du temps à de nouvelles capacités énergétiques. Celles-ci pourraient prendre plusieurs formes, par exemple des approvisionnements qui utilisent des technologies de production d'énergie plus efficaces, qui proviennent de raccords de transmission régionaux ou encore des nouveaux approvisionnements sous forme de production distribuée. Nous sommes également confrontés à la concurrence des autres sociétés d'électricité en ce qui a trait à l'aménagement de nouvelles centrales électriques.

Siège social

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Suivent les rapprochements et les analyses connexes de nos mesures non conformes aux PCGR par rapport aux mesures conformes aux PCGR équivalentes.

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)			
Libellés en dollars CA	(443)	(495)	(513)
Libellés en dollars US	(854)	(766)	(740)
Change	(90)	(20)	-
	(1 387)	(1 281)	(1 253)
Intérêts divers et amortissement	(70)	10	(23)
Intérêts capitalisés	259	287	300
Intérêts débiteurs comparables	(1 198)	(984)	(976)
Poste particulier :			
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(1)	-
Intérêts débiteurs	(1 198)	(985)	(976)

Les intérêts débiteurs comparables en 2014 ont augmenté de 214 millions de dollars par rapport à 2013, un effet net :

- de l'augmentation des intérêts en raison des émissions de titres d'emprunt à long terme de :
 - 1,25 milliard de dollars US en février 2014
 - 1,25 milliard de dollars US en octobre 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013
 - 750 millions de dollars en juillet 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013 par TC Pipelines, LP
- de la baisse des intérêts en raison de l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA et en dollars US;
- du taux de change plus élevé sur les intérêts sur la dette libellée en dollars US;
- de l'augmentation des frais financiers dus aux expéditeurs en 2014 sur le solde positif du CST pour le réseau principal au Canada;
- de la baisse des intérêts capitalisés par suite de l'achèvement du prolongement du réseau d'oléoducs de Keystone sur la côte du golfe au premier trimestre de 2014, contrée partiellement par la hausse des intérêts capitalisés, principalement dans le cas de Keystone XL.

Les intérêts débiteurs comparables en 2013 ont augmenté de 8 millions de dollars par rapport à 2012, un effet net :

- de l'augmentation des intérêts en raison des émissions de titres d'emprunt à long terme de :
 - 1,25 milliard de dollars US en octobre 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013
 - 750 millions de dollars en juillet 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013 par TC Pipelines, LP
 - 750 millions de dollars US en janvier 2013
 - 1,0 milliard de dollars US en août 2012

- de la baisse des intérêts en raison de l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA et en dollars US;
- du taux de change plus élevé sur les intérêts sur la dette libellée en dollars US;
- d'une baisse des intérêts capitalisés due à la remise en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A au quatrième trimestre de 2012, annulée en partie par l'augmentation des intérêts capitalisés liés au prolongement sur la côte du golfe.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Intérêts créditeurs et autres comparables	112	42	86
Postes particuliers (avant les impôts) :			
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	1	-
Activités de gestion des risques	(21)	(9)	(1)
Intérêts créditeurs et autres	91	34	85

Les intérêts créditeurs et autres comparables en 2014 étaient supérieurs de 70 millions de dollars par rapport à 2013. Cela est le résultat net :

- de la hausse de la provision liée à nos projets à tarifs réglementés, notamment l'oléoduc Énergie Est et nos pipelines au Mexique, pour les fonds utilisés pendant la construction;
- des pertes supérieures réalisées en 2014 par rapport à 2013 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US, lesquelles ont contrebalancé la hausse susmentionnée;
- de l'incidence des fluctuations du dollar US sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises.

En 2013, les intérêts créditeurs et autres comparables ont reculé de 44 millions de dollars comparativement à ceux de 2012. Cette baisse s'explique surtout par des pertes supérieures réalisées en 2013 par rapport à 2012 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises.

Charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Charge d'impôts comparable	(859)	(662)	(477)
Postes particuliers :			
Gain à la vente de Cancarb	(9)	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	11	-	-
Gain à la vente de Gas Pacífico/ INNERGY	(1)	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	42	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	25	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	5
Activités de gestion des risques	27	(16)	6
Charge d'impôts	(831)	(611)	(466)

La charge d'impôts comparable a augmenté de 197 millions de dollars en 2014 comparativement à 2013 principalement en raison de l'augmentation du résultat avant les impôts en 2014, des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger, et de l'augmentation des impôts transférés en 2014 relativement aux pipelines réglementés au Canada.

La charge d'impôts comparable a augmenté de 185 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012, en grande partie du fait de la hausse du résultat avant les impôts en 2013 et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger.

Autres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(153)	(125)	(118)
Dividendes sur les actions privilégiées	(97)	(74)	(55)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 28 millions de dollars en 2014 comparativement à 2013 principalement en raison de la vente de la participation de 45 % dans GTN et dans Bison à TC PipeLines, LP en juillet 2013 et de la participation résiduelle de 30 % dans Bison en octobre 2014. Cela a été en partie annulé par le rachat des actions privilégiées de série U en octobre 2013 et des actions privilégiées de série Y en mars 2014.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 7 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012, principalement en raison de la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 45 % dans GTN et dans Bison en juillet 2013.

Le dividende versé sur les actions privilégiées a progressé de 23 millions de dollars en 2014 comparativement à 2013 par suite de l'émission d'actions privilégiées de série 7 en mars 2013 et de série 9 en janvier 2014.

Le dividende versé sur les actions privilégiées a progressé de 19 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012 en raison de l'émission des actions privilégiées de série 7 en mars 2013.

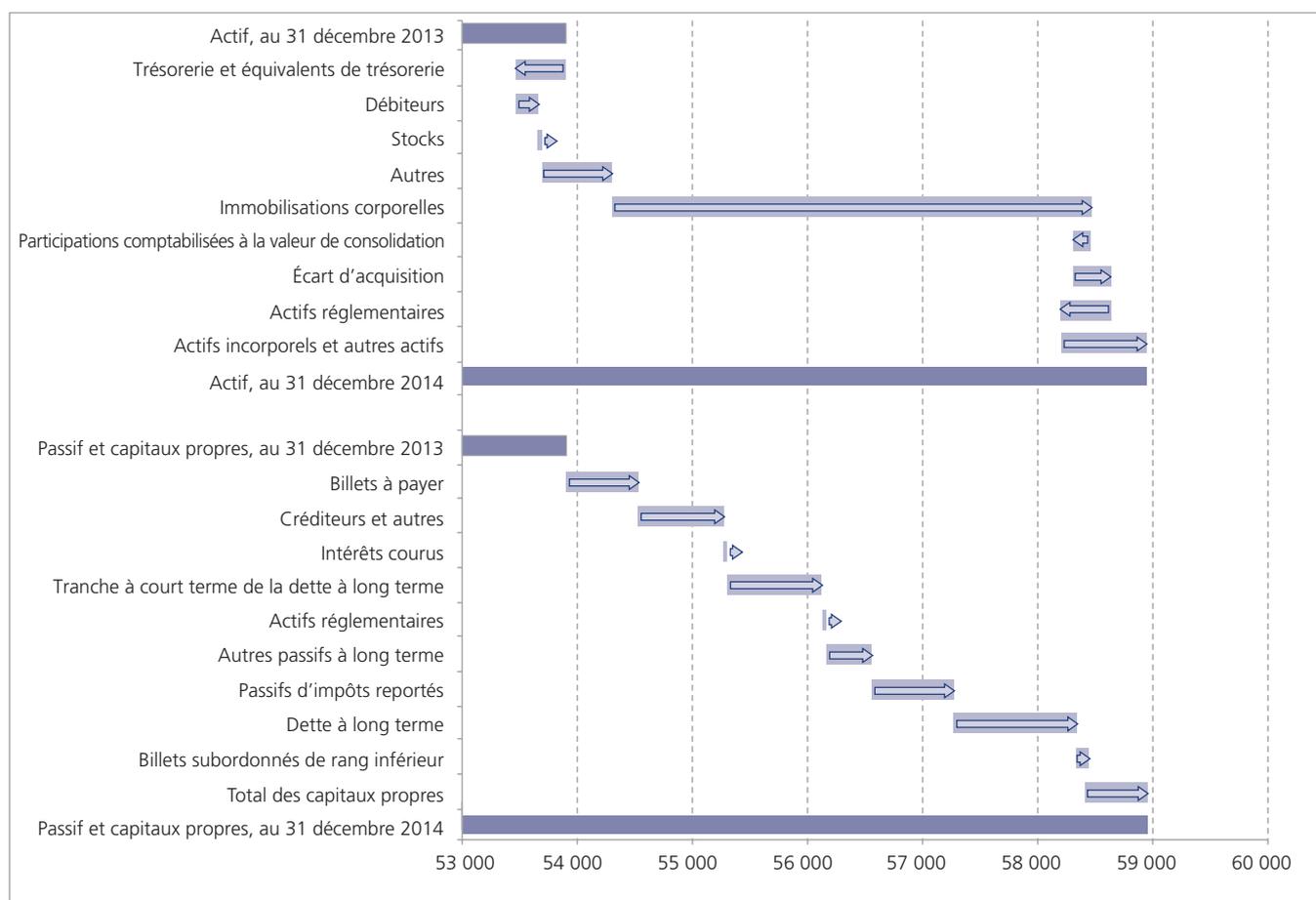
Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles provenant de l'exploitation, de l'accès aux marchés financiers, du produit de la vente d'actifs pipeliniers de gaz naturel à TC PipeLines, LP, de nos fonds en caisse et d'importantes facilités de crédit confirmées.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2014, l'actif avait augmenté de 5,0 milliards de dollars, le passif avait progressé de 4,5 milliards de dollars et les capitaux propres étaient en hausse de 0,5 milliard de dollars par rapport à ce qu'ils étaient au 31 décembre 2013.



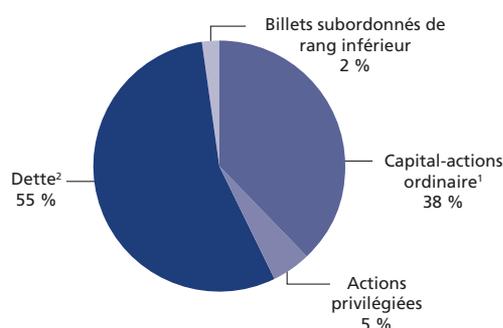
La hausse de l'actif provenait surtout de la progression des immobilisations corporelles et des actifs incorporels et autres actifs. Les immobilisations corporelles ont augmenté de 4,2 milliards de dollars du fait principalement de l'achèvement de l'expansion du projet Keystone sur la côte du golfe, des investissements supplémentaires dans le réseau de NGTL, des investissements dans nos projets pipeliniers au Mexique, de la construction du latéral et du terminal pétrolier de Houston et de l'expansion de notre pipeline d'ANR. La hausse de 0,7 milliard de dollars des actifs incorporels et autres actifs est principalement attribuable aux dépenses relatives aux projets d'investissement en cours d'aménagement.

L'augmentation du passif est principalement attribuable à une augmentation de la dette à long terme et des billets à payer utilisés pour financer notre croissance. En 2014, nous avons émis des titres d'emprunt à long terme d'une valeur de 1,4 milliard de dollars et remboursé des titres d'emprunt à long terme d'une valeur de 1,1 milliard de dollars. Le raffermissement du dollar US a également contribué à une hausse de 1,6 milliard de dollars à la conversion de notre dette libellée en dollars US. En 2014, les billets à payer ont progressé de 0,6 milliard de dollars.

Le total des capitaux propres a augmenté de 0,5 milliard de dollars en 2014 principalement en raison de l'émission d'actions privilégiées d'une valeur de 450 millions de dollars en janvier 2014.

Structure du capital consolidé

au 31 décembre 2014



¹ Comprend nos participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP et Portland.

² Déduction faite de la trésorerie et à l'exclusion des billets subordonnés de rang inférieur.

Au 31 décembre 2014, nous avons des capacités inutilisées de 1,55 milliard de dollars, de 2,0 milliards de dollars et de 2,75 milliards de dollars US aux termes de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis, visant à faciliter l'accès futur aux marchés nord-américains des titres d'emprunt et de capitaux propres.

Au 31 décembre 2014, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière. Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec certaines de nos filiales peuvent restreindre la capacité de ces dernières de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. Lorsqu'elles sont applicables, ces restrictions risquent d'avoir une incidence sur notre capacité de déclarer et de verser des dividendes sur nos actions ordinaires et privilégiées. De l'avis de la direction, aucune disposition de ce genre ne restreint présentement notre capacité de déclarer ou de verser des dividendes. De tels actes de fiducie et accords de crédit nous imposent par ailleurs diverses obligations de faire et de ne pas faire en plus d'exiger le maintien de certains ratios financiers.

Flux de trésorerie

Les tableaux suivants résument les flux de trésorerie de notre entreprise.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 079	3 674	3 571
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(4 144)	(5 120)	(3 256)
(Insuffisance) surplus	(65)	(1 446)	315
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(373)	1 794	(403)
	(438)	348	(88)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	-	28	(15)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(438)	376	(103)

Nous continuons de financer notre vaste programme d'investissement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ainsi que par des activités de financement sur les marchés financiers et la vente de nos actifs américains de gazoducs à TC PipeLines, LP.

Notre liquidité continuera de comporter des flux de trésorerie prévisibles provenant de l'exploitation, des facilités de crédit confirmées, de notre capacité d'accéder aux marchés des titres d'emprunt et des actions, autant au Canada qu'aux États-Unis, et d'autres cessions de nos actifs américains de gazoducs à TC PipeLines, LP et de nos fonds en caisse.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Fonds provenant de l'exploitation	4 268	4 000	3 284
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(189)	(326)	287
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 079	3 674	3 571

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation nous aident à évaluer la capacité de nos activités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les mesures non conformes aux PCGR, voir la page 24. Par rapport à 2013, la hausse de 2014 est attribuable à l'augmentation du résultat comparable ajusté pour tenir compte des éléments hors trésorerie qui suivent : augmentation de la charge d'impôts reportés et de l'amortissement, augmentation de la composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction et diminution du bénéfice tiré des participations. Les fonds provenant de l'exploitation tiennent compte également de la baisse des bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Au 31 décembre 2014, notre passif à court terme était supérieur à notre actif à court terme, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 4,0 milliards de dollars. Cette insuffisance à court terme est principalement attribuable à l'utilisation de créditeurs, de billets à payer et de la tranche à court terme de notre dette à long terme pour financer notre programme d'investissement.

Cette insuffisance à court terme, qui est jugée comme faisant partie du cours normal des activités d'une entreprise en croissance, est gérée au moyen :

- de notre capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation;
- de notre accès aux marchés financiers;
- de facilités de crédit bancaires renouvelables confirmées, mais inutilisées, d'une valeur approximative de 5 milliards de dollars.

Sorties nettes liées aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Dépenses en immobilisations	(3 550)	(4 264)	(2 595)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(807)	(488)	(3)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(256)	(163)	(652)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(241)	(216)	(214)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	196	-	-
Montants reportés et autres	514	11	208
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(4 144)	(5 120)	(3 256)

Nos dépenses en immobilisations en 2014 ont été principalement engagées pour l'expansion de notre réseau de NGTL, la construction de nos pipelines au Mexique, la construction du latéral et du terminal de Houston, l'aménagement de notre oléoduc Énergie Est et l'expansion du pipeline d'ANR. Sont également compris dans

les activités d'investissement en 2014 l'acquisition de quatre autres installations d'énergie solaire en Ontario, le produit de la vente de Cancarb et des installations de production d'électricité qui s'y rattachent et notre apport à la construction du pipeline Grand Rapids.

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 403	4 253	1 491
Remboursements sur la dette à long terme	(1 069)	(1 286)	(980)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	544	(492)	449
Dividendes et distributions versés	(1 617)	(1 522)	(1 416)
Actions ordinaires émises	47	72	53
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	440	585	-
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	79	384	-
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(200)	(200)	-
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(373)	1 794	(403)

Émission de titres d'emprunt à long terme

(en millions de dollars)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TCPL	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	500 \$ US	1,88 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	250 \$ US	Variable
	Février 2014	Billets de premier rang non garantis	Mars 2034	1 250 \$ US	4,63 %
	Octobre 2013	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2023	625 \$ US	3,75 %
	Octobre 2013	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2043	625 \$ US	5,00 %
	Juillet 2013	Billets de premier rang non garantis	Juin 2016	500 \$ US	Variable
	Juillet 2013	Billets à moyen terme	Juillet 2023	450 \$	3,69 %
	Juillet 2013	Billets à moyen terme	Novembre 2041	300 \$	4,55 %
	Janvier 2013	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2016	750 \$ US	0,75 %
	Août 2012	Billets de premier rang non garantis	Août 2022	1 000 \$ US	2,50 %
	Mars 2012	Billets de premier rang non garantis	Mars 2015	500 \$ US	0,88 %
TC PipeLines, LP	Juillet 2013	Facilité d'emprunt à terme non garantie	Juillet 2018	500 \$ US	Variable

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

(en millions de dollars canadiens)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TCPL	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	300 \$ US	4,88 %
	Juin 2014	Déventures	125 \$	11,10 %
	Février 2014	Billets à moyen terme	300 \$	5,05 %
	Janvier 2014	Billets à moyen terme	450 \$	5,65 %
	Août 2013	Billets de premier rang non garantis	500 \$ US	5,05 %
	Juin 2013	Billets de premier rang non garantis	350 \$ US	4,00 %
	Mai 2012	Billets de premier rang non garantis	200 \$ US	8,63 %
Nova Gas Transmission Ltd.	Juin 2014	Déventures	53 \$	11,20 %
	Décembre 2012	Déventures	175 \$ US	8,50 %

Émission, rachat et conversion d'actions privilégiées

En 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 investisseurs ont droit à des dividendes cumulatifs fixes de 1,0625 \$ par action par année, payables trimestriellement. 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 en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 2,35 %. Les actions privilégiées sont rachetables par la société le ou après le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite, au prix de 25 \$ l'action majoré des dividendes courus et impayés. Les investisseurs auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 10 le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 10 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annualisé égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 2,35 %.

En mars 2014, nous avons racheté les quatre millions d'actions privilégiées de série Y de TCPL à un prix de 50 \$ l'action, majoré d'un dividende couru, mais impayé de 0,2455 \$. La valeur nominale des actions de série Y en circulation était de 200 millions de dollars et comportait un dividende annualisé de 11 millions de dollars.

En décembre 2014, les porteurs d'actions de série 1 ont choisi de convertir 12,5 millions de nos 22 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 1 en circulation sur une base d'échange réciproque en des actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 2 à taux variable. Les actions de série 1 produiront un taux de dividende annuel fixe de 3,266 %, payé trimestriellement, pour la période de cinq ans qui a commencé le 31 décembre 2014. Les actions de série 2 produiront un dividende trimestriel variable à un taux annualisé égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 1,92 % pour la période de cinq ans qui a commencé le 31 décembre 2014. Le taux de dividende trimestriel variable pour les actions de série 2 pour la première période trimestrielle à taux variable, à compter du 31 décembre 2014, est de 2,815 % par an et sera ajusté chaque trimestre à l'avenir.

Le produit net des émissions susmentionnées de titres d'emprunt et d'actions privilégiées a servi à des fins générales et a permis de réduire la dette à court terme de la société.

Programme d'émission d'actions au cours du marché (« ACM ») de TC PipeLines, LP

En août 2014, TC PipeLines, LP a instauré son programme d'émission d'actions au cours du marché (« programme ACM ») aux termes duquel la société peut offrir et vendre des parts ordinaires ayant un prix d'achat global jusqu'à concurrence de 200 millions de dollars US.

Du mois d'août au 31 décembre 2014, 1,3 million de parts ordinaires ont été émises aux termes du programme ACM pour générer un produit net d'environ 73 millions de dollars US. Notre participation dans TC PipeLines, LP diminuera à la suite de l'émission d'actions dans le cadre du programme ACM.

Facilités de crédit

Nous avons recours à des facilités de crédit renouvelables confirmées principalement pour appuyer nos programmes de papier commercial. Ces programmes ainsi que des facilités de crédit à vue supplémentaires sont utilisés à fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégagement de liquidités additionnelles.

Au 31 décembre 2014, nous disposons de facilités de crédit non garanties de 6,7 milliards de dollars (6,2 milliards de dollars en 2013), notamment les suivantes :

Montant	Capacité inutilisée	Filiale	Objet	Échéance
3 milliards de dollars	3 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada.	Décembre 2019
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »)	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable utilisée aux fins générales de TCPL USA.	Novembre 2015
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL »)	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars US de TAIL aux États-Unis.	Novembre 2015
1,4 milliard de dollars	0,6 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 31 décembre 2014, nous avons prélevé 0,8 milliard de dollars en lettres de crédit aux termes de ces lignes.	À vue

Au 31 décembre 2014, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à 0,4 milliard de dollars.

Obligations contractuelles

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Billets à payer	2 467	2 467	-	-	-
Dette à long terme (comprend les billets subordonnés de rang inférieur)	25 961	1 797	3 071	2 773	18 320
Contrats de location-exploitation (versements futurs pour divers bureaux, services et matériel, déduction faite des encaissements de sous-location)	1 694	300	575	432	387
Obligations d'achat	4 221	2 201	1 251	453	316
Autres passifs à long terme figurant au bilan	416	8	17	19	372
	34 759	6 773	4 914	3 677	19 395

Nos obligations contractuelles comprennent la dette à long terme, les contrats de location-exploitation, les obligations d'achat et les autres passifs engagés dans le cours des affaires, tels que les montants liés à nos responsabilités en matière d'environnement, aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite des employés.

Dette à long terme

À la fin de 2014, la dette à long terme s'élevait à 25 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur se chiffraient à 1,2 milliard de dollars, comparativement à respectivement 22,9 milliards de dollars et 1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2013.

Le total des billets à payer était de 2,5 milliards de dollars à la fin de 2014, contre 1,8 milliard de dollars à la fin de 2013.

Nous nous efforçons d'étaler les échéances de la dette. La majeure partie de nos obligations ont une échéance supérieure à cinq ans, l'échéance moyenne étant de 12 ans.

Les remboursements de capital et les paiements d'intérêt liés à notre dette à long terme prévus en date du 31 décembre 2014 sont indiqués ci-après.

Remboursements de capital

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Billets à payer	2 467	2 467	-	-	-
Dette à long terme	24 801	1 797	3 071	2 773	17 160
Billets subordonnés de rang inférieur	1 160	-	-	-	1 160
	28 428	4 264	3 071	2 773	18 320

Paiements d'intérêt

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Dette à long terme	17 878	1 328	2 467	2 226	11 857
Billets subordonnés de rang inférieur	3 867	74	147	147	3 499
	21 745	1 402	2 614	2 373	15 356

Contrats de location-exploitation

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 de un à cinq ans.

Dans le contexte des CAE en Alberta, nos engagements sont considérés comme des contrats de location-exploitation et les CAE ont été en partie sous-louées à des tiers selon des modalités semblables. Les paiements fixes au titre de ces CAE ont été inclus dans notre résumé des obligations futures. Les paiements variables ont été exclus puisqu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. Notre quote-part de l'électricité achetée aux termes des CAE en 2014 était de 391 millions de dollars (242 millions de dollars en 2013; 238 millions de dollars en 2012).

Obligations d'achat

Nous avons contracté des obligations d'achat négociées aux prix du marché et dans le cours normal des affaires, y compris des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations 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.

Paiements exigibles (par période)¹

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Gazoducs					
Transport par des tiers ²	346	94	171	64	17
Dépenses d'investissement ³	912	841	71	-	-
Autres	6	2	4	-	-
Pipelines de liquides					
Dépenses d'investissement ³	1 784	908	651	225	-
Autres	70	7	14	14	35
Énergie					
Achats de produits de base	308	163	125	20	-
Dépenses d'investissement ³	205	127	78	-	-
Autres ⁴	570	48	129	130	263
Siège social					
Technologie de l'information et autres	20	11	8	-	1
	4 221	2 201	1 251	453	316

¹ Les montants dans ce tableau ne tiennent pas compte des contributions pour la capitalisation de nos régimes de retraite.

² Les taux de demande peuvent changer. Les obligations contractuelles sont basées sur les volumes de la demande seulement et ne tiennent pas compte des charges liées aux produits de base en fonction des volumes de livraison.

³ Les montants comprennent les dépenses en immobilisations et les projets d'investissement en cours d'aménagement sont des estimations et subissent l'influence de la variabilité selon le moment de la construction et des améliorations apportées au projet.

⁴ Le poste comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'utilisation des installations de stockage du gaz naturel, de l'indice des prix à la consommation, des coûts réels d'entretien de la centrale, des salaires qui y sont versés et des modifications apportées aux tarifs réglementés pour le transport.

Perspectives

Nous aménageons des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement de 46 milliards de dollars. Les actifs d'infrastructure de longue durée visés par le programme sont appuyés par des conventions commerciales à long terme et, une fois en service, ils devraient générer une forte croissance du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement de 46 milliards de dollars comprend un montant de 12 milliards de dollars destiné à des projets de petite ou de moyenne envergure à court terme et un montant de 34 milliards de dollars destiné à des projets de moyenne et grande envergure, à plus long terme et garantis sur le plan commercial qui doivent tous faire l'objet d'approbations commerciales ou réglementaires. Nous prévoyons financer ce portefeuille par la croissance de nos flux de trésorerie autogérés et par une combinaison d'options de financement comprenant :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- du financement de projets;
- des actions privilégiées;
- des titres hybrides;
- d'autres cessions de nos actifs pipeliniers américains de gaz naturel à TC Pipelines, LP;
- la vente d'actifs;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers;
- la gestion de portefeuille.

Les autres options de financement possibles comprennent l'émission d'actions ordinaires dans le cadre du RRD ou encore des émissions distinctes de titres de participation.

GARANTIES

Bruce Power

Avec notre partenaire d'investissement, BPC, nous avons garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, à un contrat de location et aux services contractuels. Toutes les garanties relatives à Bruce B s'étendent jusqu'en 2018 sauf une d'une durée illimitée et à laquelle aucun risque n'est lié.

En outre, avec BPC, nous avons individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce A liées à un contrat de sous-location, à une entente conclue avec la SIERE prévoyant le redémarrage des réacteurs de Bruce A et à certaines autres obligations financières. La durée des garanties relatives à Bruce A s'étend jusqu'en 2019.

Au 31 décembre 2014, notre quote-part du risque découlant de ces garanties de Bruce A et B était évaluée à 634 millions de dollars. La valeur comptable estimative de ces garanties est de 6 millions de dollars. Notre risque aux termes de ces garanties est illimité.

Autres entités détenues conjointement

Nous et nos associés dans certaines autres entités détenues en partie avons garanti conjointement, individuellement ou conjointement et solidairement la performance financière de ces entités dans le contexte, principalement, du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. La durée de ces garanties s'étend jusqu'à 2040.

Au 31 décembre 2014, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait jusqu'à un maximum de 104 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties se chiffrait à 14 millions de dollars et elle a été incluse dans les autres passifs à long terme. Dans certains cas, si nous effectuons un paiement supérieur à notre quote-part, compte tenu de notre participation, l'écart doit être remboursé par nos associés.

OBLIGATIONS – RÉGIMES DE RETRAITE ET RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

En 2015, nous nous attendons à capitaliser environ 70 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, environ 7 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 36 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. De plus, la société prévoit fournir une lettre de crédit de 35 millions de dollars en faveur du régime PD canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

En 2014, nous avons capitalisé 73 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 6 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 37 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous avons également fourni à l'un des régimes de retraite à prestations déterminées une lettre de crédit de 47 millions de dollars en remplacement d'une capitalisation en trésorerie.

Perspectives

La prochaine évaluation actuarielle des régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite sera effectuée en date du 1^{er} janvier 2015. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2014 pendant encore plusieurs années, ce qui nous permettra d'amortir les déficits de solvabilité et de parer aux coûts de capitalisation habituels.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à la retraite est passé de 134 millions de dollars à 115 millions de dollars en 2014, en raison surtout d'une hausse du taux d'actualisation utilisé pour l'obligation au titre des prestations.

Les coûts nets futurs des avantages sociaux et le montant de la capitalisation dépendront toutefois de divers facteurs, notamment :

- des taux d'intérêt;
- des rendements réels des actifs des régimes;
- des modifications à la conception des régimes et aux hypothèses actuarielles;
- des résultats réels des régimes par rapport aux projections;
- des modifications aux règlements et aux lois portant sur les régimes de retraite.

Selon nous, les accroissements requis du niveau de capitalisation des régimes ne devraient pas avoir d'incidence significative sur notre situation de trésorerie.

Autres renseignements

RISQUES ET GESTION DES RISQUES

Les risques généraux auxquels notre société est exposée sont résumés ci-après. Les risques particuliers à chaque secteur d'exploitation sont présentés avec l'exposé du secteur.

La gestion des risques fait partie intégrante de l'exploitation réussie de notre entreprise. Notre stratégie consiste à faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques.

Nous intégrons l'évaluation des risques à nos processus décisionnels à tous les niveaux.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie du conseil d'administration, assure la surveillance des activités de gestion des risques, notamment la mise en place de systèmes de gestion adéquats afin de gérer les risques. Il s'acquitte également au nom du conseil de la surveillance des politiques, programmes et pratiques de gestion des risques. D'autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers : le comité d'audit supervise les activités de gestion des risques financiers menées par la direction; le comité des ressources humaines encadre le renouvellement et la rémunération des membres de la haute direction, la capacité organisationnelle et le risque lié à la rémunération; et le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement veille aux risques relatifs à l'environnement et à la sécurité d'exploitation à l'aide des rapports présentés régulièrement par la direction.

L'équipe de la haute direction a la responsabilité d'élaborer et de mettre en œuvre des plans et mesures de gestion des risques. La rémunération des membres de cette équipe tient compte d'une gestion des risques efficace.

Risques opérationnels

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
Interruption des activités Les risques opérationnels tels que les conflits de travail, les pannes ou défaillances de matériel, les actes de terrorisme et les catastrophes naturelles et autres sinistres.	Ces risques sont susceptibles de réduire les produits, d'accroître les coûts d'exploitation ou d'entraîner des frais juridiques ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats. Les pertes qui ne sont pas couvertes par l'assurance peuvent avoir une incidence négative sur les activités d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière.	Nous disposons de systèmes de gestion des incidents, des situations d'urgence et des crises afin d'assurer l'efficacité de notre intervention pour réduire les pertes et les blessures et pour améliorer notre capacité de reprendre nos activités d'exploitation. Nous disposons également d'un programme de continuité des activités qui identifie les processus critiques de l'entreprise et qui élabore des plans de reprise pour assurer la continuité des processus. Nous disposons d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer certains de ces risques, mais il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles.
Réputation et relations Notre réputation et nos relations sont très importantes avec nos parties prenantes, telles que les collectivités autochtones, le grand public, les propriétaires fonciers, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales.	Ces parties prenantes peuvent avoir une influence considérable sur nos activités d'exploitation, l'aménagement de nos infrastructures et notre réputation en général.	Le cadre de mobilisation des parties prenantes représente notre engagement officiel en matière de mobilisation des parties prenantes. Nos quatre valeurs fondamentales, l'intégrité, la collaboration, la responsabilité et l'innovation, sont au cœur de notre engagement envers les parties prenantes et nous guident dans nos interactions avec elles.
Coûts de réalisation et coûts en capital Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux et des risques d'exécution connexes fondés sur l'hypothèse que ces actifs produiront un rendement des investissements intéressant à l'avenir.	Bien que nous tenions compte minutieusement du coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certains contrats, nous assumons le risque lié au dépassement des coûts en capital pouvant avoir une incidence sur le rendement du projet.	Dans le cas de certains contrats, nous partageons le coût de ces risques avec les clients en échange de l'avantage potentiel qu'ils pourront obtenir une fois le projet réalisé.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Cybersécurité</p> <p>Nous dépendons de notre technologie de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique, notamment les données dont nous nous servons pour exploiter nos actifs de façon significative.</p>	<p>Toute atteinte à la sécurité de notre technologie de l'information pourrait entraîner la perte, l'utilisation malveillante ou l'interruption de l'information et de fonctions critiques et être lourde de conséquences pour nos activités d'exploitation, endommager nos actifs, causer des incidents relatifs à la sécurité, dégrader l'environnement, ruiner notre réputation, présenter un désavantage concurrentiel et être source de mesures d'exécution de la réglementation et de litiges potentiels, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives significatives sur nos activités d'exploitation, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.</p>	<p>Nous avons une stratégie de cybersécurité globale conforme aux normes de l'industrie en matière de cybersécurité. Cette stratégie comprend l'évaluation des risques en matière de cybersécurité, la surveillance en continu des réseaux et des autres sources d'information pour déceler les éventuelles menaces visant l'organisation, des plans et des processus complets d'intervention en cas d'incidents et un programme de sensibilisation à la cybersécurité à l'intention des employés.</p>

Coûts de cessation d'exploitation de pipelines

L'Initiative de consultation relative aux questions foncières de l'ONÉ exige que toutes les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ mettent de côté des fonds pour financer les futurs coûts liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline.

Dans le cadre de cette initiative, l'ONÉ a énoncé plusieurs principes directeurs. Il a notamment reconnu que les coûts liés à la cessation d'exploitation sont des coûts engagés de manière légitime relativement à la prestation d'un service pipelinier et que, par conséquent, ils sont récupérables auprès des utilisateurs du réseau en question, sous réserve de son approbation. Les sociétés pipelinières sont responsables de gérer les activités de prélèvement et d'investissement des fonds afin de financer les coûts futurs de cessation d'exploitation.

Toutes les audiences sont maintenant terminées et les décisions de l'ONÉ ont été reçues, la décision finale ayant été rendue en décembre 2014, pour autoriser le prélèvement d'un supplément de cessation d'exploitation à compter de janvier 2015. Les fonds ainsi prélevés seront détenus dans des fiducies dont la raison d'être est de détenir et d'investir ces fonds en prévision des futurs coûts de cessation d'exploitation.

Santé, sécurité et environnement

Le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement du conseil d'administration de TransCanada (le « conseil ») veille au respect de notre déclaration d'engagement en la matière par des rapports réguliers de la direction. Notre système intégré de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement nous permet de saisir, d'organiser et de documenter nos politiques, programmes et procédures en la matière.

Ce système est fondé sur les normes internationales et se conforme aux normes consensuelles extérieures de l'industrie et aux programmes volontaires, et respecte les exigences législatives applicables ainsi que différents autres systèmes de gestion internes. Il suit un cycle d'amélioration continue.

Le comité examine la performance en SSE et la gestion du risque opérationnel sur une base trimestrielle. Il reçoit des rapports détaillés sur :

- la gouvernance des risques généraux de la société en matière de SSE;
- la performance d'exploitation et l'entretien préventif;
- les programmes visant l'intégrité des actifs;
- les mesures d'intervention d'urgence et en cas d'incident et l'évaluation des incidents;
- les paramètres de rendement quant à la sécurité des personnes et des processus;
- les faits nouveaux en matière de législation et de réglementation et la confirmité connexe.

Le comité reçoit également des mises à jour sur les examens menés par la direction dans des domaines spécifiques de toute revue de gestion du risque opérationnel et du risque de construction et les résultats des plans d'action correctifs découlant des vérifications internes et celles menées par des tiers.

La sécurité et l'intégrité de notre infrastructure existante et nouvellement aménagée demeurent hautement prioritaires. Tous les nouveaux éléments d'actif sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu qu'une fois remplies toutes les exigences imposées. En 2014, nous avons engagé 550 millions de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit 174 millions de dollars de plus qu'en 2013, en raison principalement de l'accroissement du nombre d'inspections en conduite et des projets d'entretien connexes de tous les réseaux ainsi que du remplacement nécessaire d'un plus grand nombre de canalisations du fait de l'empiètement de la population sur les emprises pipelinières. Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, elles n'influent guère sur notre résultat. Selon les contrats visant Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification et, par conséquent, elles n'influent habituellement pas sur notre résultat. Notre fiche de sécurité en 2014 continue de correspondre aux données repères de l'industrie, voire de les dépasser.

Nos dépenses d'exploitation du secteur de l'énergie liées à la sécurité et nos différents programmes d'intégrité nous permettent de réduire les risques pour les employés et le public, l'équipement et l'environnement immédiat et d'éviter toute perturbation dans les services d'électricité offerts à nos clients, dans l'empreinte de chaque installation.

Les dépenses liées à la sécurité publique à l'égard des actifs du secteur des installations énergétiques sont surtout concentrées sur les barrages hydroélectriques et le matériel connexe.

Les principaux risques environnementaux que nous encourons ont trait :

- aux émissions atmosphériques et de GES;
- au rejet de produits, notamment de pétrole brut ou de gaz naturel, dans l'environnement (sol, eau et air);
- à l'utilisation, au stockage et à l'élimination de produits chimiques et de matières dangereuses;
- au respect des exigences et politiques d'entreprise et de réglementation et aux nouveaux règlements.

Ainsi qu'il est décrit sous la rubrique « Interruption des activités » ci-dessus, nous avons établi un ensemble de procédures afin de pouvoir gérer nos interventions en cas de catastrophes naturelles et de sinistres tels que des incendies de forêt, des tornades, des tremblements de terre, des inondations, des éruptions volcaniques et des ouragans. Ces procédures font partie de notre programme de gestion des incidents. Elles visent à assurer la protection de la santé et la sécurité de nos employés, à réduire les risques pour le grand public et à atténuer les effets éventuels de nos activités sur l'environnement par suite d'une catastrophe naturelle.

Respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Nos installations sont assujetties à des lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux régissant la protection de l'environnement, notamment au chapitre des émissions atmosphériques, des émissions de GES, de la qualité de l'eau, des déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. Nos installations doivent obtenir tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations et se plier à d'autres exigences en matière d'environnement. Tout défaut de conformité peut encourir l'imposition de pénalités administratives, civiles ou criminelles, l'obligation de prendre des mesures correctives ou la délivrance d'ordonnances portant sur les activités à venir.

Nous assurons une surveillance continue de nos installations afin de faire en sorte qu'elles respectent toutes les exigences en matière d'environnement. Les modifications envisagées aux politiques, lois ou règlements environnementaux font l'objet d'une surveillance régulière de notre part et, lorsque les risques peuvent être importants ou sont incertains, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

Nous ne sommes au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite à notre égard en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement.

Les obligations de conformité peuvent être à l'origine de coûts importants découlant de l'installation et de l'entretien de dispositifs de contrôle de la pollution ainsi que d'amendes et de pénalités imposées pour défaut de conformité, et elles pourraient limiter les activités.

Les obligations liées à la prise de mesures correctives peuvent entraîner des coûts importants associés aux études et travaux menés à l'égard de propriétés contaminées, ainsi qu'à des demandes d'indemnisation pour contamination de propriétés.

Il est impossible d'évaluer le montant ou le moment de toutes nos dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- les lois et règlements sur l'environnement (ainsi que leur interprétation et leur application) sont susceptibles d'être modifiés;
- les possibilités de nouvelles demandes d'indemnisation à l'égard d'actifs existants ou abandonnés;
- la modification des coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, tout particulièrement dans les cas où nos estimations se fondent sur des études préliminaires ou des ententes provisoires;
- la découverte de nouveaux emplacements contaminés ou de renseignements complémentaires à l'égard d'emplacements contaminés connus;
- l'incertitude quant à la quantification de notre responsabilité conjointe et solidaire dans le cas où il y a peut-être plus d'une autre partie responsable à l'instance.

Au 31 décembre 2014, nous avons inscrit environ 30 millions de dollars relativement à ces obligations (32 millions de dollars à la fin de l'exercice 2013), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités actuelles en matière d'environnement. Nous croyons avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions n'ayant pas été envisagées fassent surface et exigent que nous mettions de côté des montants supplémentaires. Nous ajustons cette réserve tous les trimestres, afin de tenir compte des variations des passifs.

Risque lié à la réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses régions où une réglementation a été adoptée en matière d'émissions industrielles de GES. Nous avons mis en place des marches à suivre pour respecter ces règlements, notamment :

- conformément au règlement intitulé Specified Gas Emitters Regulation de l'Alberta, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité à 12 % sous une moyenne de référence établie depuis 2007. Nos installations du réseau de NGTL sont assujetties à ce règlement, tout comme les installations de Sundance et de Sheerness. Pour le réseau de NGTL, nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits payés par les clients. Une partie des coûts de conformité pour Sundance et Sheerness sont recouverts par la voie des prix sur le marché et aux termes de dispositions contractuelles de report. Nous avons inscrit des coûts estimatifs liés aux émissions de GES de 38 millions de dollars pour 2014 (25 millions de dollars en 2013), aux termes de ce règlement;
- en Colombie-Britannique, une taxe en vigueur depuis 2008 s'applique aux émissions de dioxyde de carbone (« CO₂ ») associées à la consommation de combustibles fossiles. Nous recouvrons les coûts de conformité pour la consommation de combustibles fossiles aux postes de compression et de comptage à même les droits payés par les clients. En 2014, nous avons inscrit des coûts de 6 millions de dollars (6 millions de dollars en 2013) relativement à la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique;
- les États du Nord-Est des États-Unis membres de la Regional Greenhouse Gas Initiative (« RGGI ») ont pour leur part mis en œuvre un programme de plafonnement et d'échange de CO₂ visant les producteurs d'électricité, entré en vigueur en janvier 2009. Le programme s'applique tant à la centrale de Ravenswood qu'à celle d'Ocean State Power. En 2014, nous avons inscrit 9 millions de dollars (6 millions de dollars en 2013) au titre de notre participation aux allocations trimestrielles de quotas dans le cadre de la RGGI;
- au Québec, le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES est entré en vigueur en décembre 2011 et a été modifié de façon importante en décembre 2012. Les

émissions de GES de Bécancour sont assujetties à ce règlement depuis janvier 2013. Aux termes du règlement, le gouvernement a attribué des droits d'émission gratuits à l'égard de la majorité des exigences de conformité de Bécancour pour 2013 et 2014. Les autres droits requis ont été achetés dans le cadre d'un processus de ventes aux enchères. Le coût de ces unités d'émissions est récupéré par des contrats commerciaux. Les installations pipelinières du Québec sont également assujetties à ce règlement et ont acheté des instruments de conformité. Nous avons inscrit environ 1 million de dollars au titre de la conformité avec ce règlement en 2014 (moins de 1 million de dollars en 2013);

- en 2013, la Californie a également mis en œuvre un programme de plafonnement et d'échange qui touche les importateurs d'électricité et un certain nombre d'émetteurs industriels d'émissions de GES. Nos coûts liés à ce programme se sont chiffrés à moins de 1 million de dollars en 2014 (moins de 1 million de dollars en 2013).

Plusieurs initiatives fédérales, régionales, étatiques et provinciales sont en cours d'élaboration. Les événements économiques peuvent avoir des répercussions inattendues sur la portée de nouveaux règlements et sur les échéances prévues à cet égard. Nous sommes d'avis que, dans la plupart des cas, nos installations seront visées par les futurs règlements en vue de la gestion des émissions industrielles de GES.

Risques financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque d'illiquidité, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Ces stratégies, politiques et limites sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Nous gérons le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration, mises en application par la haute direction et soumises à une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques et d'audit interne de la société. La direction veille au respect des politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et évalue la pertinence du cadre de gestion des risques, sous la surveillance du comité d'audit. Le comité d'audit est appuyé à ce titre par le personnel d'audit interne qui effectue des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques et qui lui en communique les résultats.

Risque de marché

Nous construisons des projets d'infrastructures énergétiques ou y investissons, nous achetons ou vendons des produits énergétiques de base, nous émettons des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et nous investissons dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, nous sommes exposés à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur notre résultat et sur la valeur des instruments financiers que nous détenons.

Nous avons recours à des contrats d'instruments dérivés qui contribuent à la gestion du risque de marché, notamment aux instruments dérivés suivants :

- Contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix spécifié à une date future. Nous avons recours à des contrats à terme de gré à gré et normalisés visant le change et les produits de base pour gérer l'incidence des fluctuations 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. Nous concluons 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 précis 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. Nous concluons 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.

Nous évaluons les contrats que nous concluons dans le but de gérer le risque de marché pour déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Risque lié au prix des produits de base

Nous utilisons un certain nombre de stratégies pour réduire le risque lié aux fluctuations de prix des produits de base, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité et du gaz naturel, notamment :

- nous concluons des contrats de vente à prix fixe de durées variables pour une partie de nos approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour atténuer les risques liés à l'exploitation et au prix de notre portefeuille d'actifs;
- nous achetons à l'avance une partie du gaz naturel requis pour alimenter nos centrales électriques ou nous concluons des contrats qui nous permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en nous garantissant une marge par le fait même;
- pour répondre à nos engagements de ventes d'électricité, nous utilisons de l'électricité produite par nos actifs ou achetée à prix fixe, ce qui réduit le risque lié aux fluctuations de prix des produits de base;
- nous avons recours à des instruments dérivés pour négocier des positions compensatrices ou adossées et ainsi gérer le risque lié au prix des produits de base créé par les différences entre les prix fixes et les prix variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison.

Risque de change et de taux d'intérêt

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. La majeure partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Notre dette est assortie d'un taux d'intérêt variable, ce qui fait que nous sommes assujettis à un risque lié au taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer ce risque, nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens

2014	1,10
2013	1,03
2012	1,00

L'incidence des fluctuations de valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les autres éléments libellés en dollars US, ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 24.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2014	2013	2012
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	630	542	660
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	570	389	363
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	269	216	88
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(854)	(766)	(740)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	154	219	124
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(234)	(196)	(192)
	535	404	303

Nous avons 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 notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

Instrument dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital des instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2014		2013	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2015 à 2019) ²	(431)	2 900 US	(201)	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2015)	(28)	1 400 US	(11)	850 US
	(459)	4 300 US	(212)	4 650 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Le bénéfice net consolidé comprenait en 2014 des gains réalisés nets de 21 millions de dollars (gains de 29 millions de dollars en 2013) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Valeur comptable	17 000 (14 700 US)	14 200 (13 400 US)
Juste valeur	19 000 (16 400 US)	16 000 (15 000 US)

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)	2014	2013
Autres actifs à court terme	5	5
Actifs incorporels et autres actifs	1	-
Créditeurs et autres	(155)	(50)
Autres passifs à long terme	(310)	(167)
	(459)	(212)

Risque de crédit lié aux contreparties

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait :

- aux débiteurs;
- aux placements en portefeuille;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- aux liquidités et aux billets à recevoir.

Si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités de l'entente intervenue avec nous, nous pourrions essayer une perte financière. Pour gérer ce risque, nous utilisons des techniques de gestion de crédit reconnues, entre autres :

- nous faisons affaire avec des contreparties solvables – une grande partie des risques de crédit liés aux contreparties 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;

- nous établissons un montant limite pour toute opération avec une contrepartie – nous surveillons et gérons la concentration du risque de crédit lié aux contreparties et nous réduisons notre exposition à ce risque lorsque nous le jugeons approprié et que la réduction est permise aux termes de nos contrats;
- nous avons recours à des accords de compensation et obtenons des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités, lorsque nous l'estimons nécessaire.

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

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode du coût réel d'entrée. À la fin de l'exercice 2014, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Le 31 décembre 2014, la concentration du risque de crédit était de 258 millions de dollars (222 millions de dollars US) relativement à une contrepartie (240 millions de dollars (225 millions de dollars US) en 2013). Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

Nous sommes exposés 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.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de faire face à nos engagements financiers à leur échéance. Pour gérer notre liquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, tant dans des conditions normales que difficiles.

Voir la rubrique intitulée « Situation financière » à la page 98 pour plus d'information sur notre liquidité.

Actions en justice

Les actions en justice, les procédures d'arbitrage et les poursuites font partie intégrante des activités. Bien qu'il nous soit impossible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur notre situation financière consolidée, nos résultats d'exploitation consolidés ou notre liquidité. Nous ne sommes au courant d'aucune possibilité d'action en justice qui aurait des conséquences importantes sur notre situation financière consolidée, nos résultats d'exploitation consolidés ou notre liquidité.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Nous satisfaisons aux exigences des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis en ce qui concerne les contrôles et procédures de communication de l'information, le contrôle interne à l'égard de l'information financière et les attestations du chef de la direction et du chef des finances.

Contrôles et procédures de communication de l'information

Nous avons effectué, sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, une évaluation de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information en date du 31 décembre 2014, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. L'évaluation a permis au président et chef de la direction et au chef des finances de conclure à l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, du fait qu'ils sont conçus de manière à ce que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur

sont présentés, soit enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, tant au Canada qu'aux États-Unis.

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

Il nous incombe de définir et de maintenir en place un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière dans le cadre d'une démarche conçue par le président et chef de la direction et par le chef des finances, ou sous leur supervision, et mise en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel de la société, afin de donner une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de leur publication conformément aux PCGR.

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué une évaluation de l'efficacité de notre contrôle à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2014 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework (2013) » par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2014, le contrôle interne à l'égard de l'information financière est efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2014 a été audité par le cabinet d'experts-comptables KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comme en fait foi l'attestation annexée au présent rapport.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le 1^{er} janvier 2014, la direction a mis en place avec succès un système de planification des ressources de l'entreprise et a apporté des modifications à certains processus connexes. Par conséquent, certains procédés à l'appui de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière ont changé en 2014.

Autre que la mise en œuvre de ce système de planification des ressources de l'entreprise, aucune modification n'a été apportée au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au cours de l'exercice couvert par le présent rapport annuel. Bien que cette mise en œuvre ait changé certaines activités spécifiques au sein de la fonction comptable, elle n'a pas affecté de façon significative les contrôles et procédures généraux que nous suivons dans l'établissement de contrôles internes à l'égard de l'information financière.

ATTESTATIONS DU CHEF DE LA DIRECTION ET DU CHEF DES FINANCES

Notre président et chef de la direction et notre chef des finances ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations quant à la qualité de l'information présentée dans les rapports de l'exercice 2014 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR, nous devons faire certaines estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels.

Les estimations comptables qui suivent exigent que nous ayons recours à des hypothèses importantes pour la préparation de nos états financiers. Toute modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

Comptabilité des activités à tarifs réglementés

Selon les PCGR, un actif est admissible à la comptabilité des activités à tarifs réglementés (« CATR ») s'il répond aux trois critères suivants :

- les tarifs pour les services ou les activités réglementés doivent être établis ou approuvés par un organisme de réglementation;
- les tarifs réglementés doivent être conçus de manière à permettre de recouvrer les coûts relatifs à la prestation des services ou à l'offre des produits;
- il faut pouvoir présumer avec un degré de certitude raisonnable que des tarifs établis à des niveaux permettant de recouvrer les coûts peuvent être imputés aux clients et être récupérés de ces derniers à la lumière de la demande de services et produits et de la concurrence directe et indirecte.

Nous estimons que ces trois critères sont respectés pour chacun des gazoducs réglementés et certains projets de pipelines de liquides dont les activités sont comptabilisées selon les principes de la CATR. L'incidence la plus importante de l'application de ces principes comptables tient à ce que le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges, qui est fonction de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet de nos produits et droits, peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre selon les PCGR. Les actifs réglementaires représentent des coûts qui devraient être récupérés à même les droits perçus auprès des clients au cours d'exercices futurs. Les passifs réglementaires représentent les montants qui devraient être remboursés aux clients par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Actifs réglementaires		
Actif à long terme	1 297	1 735
Actif à court terme (inclus dans les autres actifs à court terme)	16	42
Passifs réglementaires		
Passif à long terme	263	229
Passif à court terme (inclus dans crédateurs et autres)	30	7

Perte de valeur des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition

Nous passons en revue les actifs à long terme, notamment les immobilisations corporelles et les actifs incorporels, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation nous portent à croire que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs d'un actif est inférieur à sa valeur comptable, nous estimons que sa juste valeur est inférieure à sa valeur comptable et nous constatons et enregistrons une perte de valeur.

Écart d'acquisition

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir perte de valeur pour un actif. Nous évaluons tout d'abord des facteurs qualitatifs afin de déterminer si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il pourrait y avoir perte de valeur pour l'écart d'acquisition et si nous déterminons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, nous suivons un processus en deux étapes pour déterminer s'il y a perte de valeur :

1. Nous comparons d'abord la juste valeur de l'unité d'exploitation, écart d'acquisition compris, à sa valeur comptable. Si la juste valeur est inférieure à la valeur comptable, nous estimons que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur.

2. Nous évaluons ensuite le montant de la perte de valeur. À cette fin, nous calculons la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation : nous déduisons la juste valeur de tous les actifs nets corporels et incorporels des unités d'exploitation de la juste valeur calculée à la première étape de l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à sa juste valeur implicite, nous constatons une charge au titre de la perte de valeur.

Nous fondons nos évaluations sur nos prévisions des flux de trésorerie futurs, ce qui exige le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des facteurs suivants :

- taux d'actualisation;
- prix des produits de base et de capacité;
- hypothèses au sujet de l'offre et de la demande sur le marché;
- occasions de croissance;
- niveaux de production;
- concurrence livrée par d'autres sociétés;
- modifications d'ordre réglementaire.

Des changements importants relativement à ces hypothèses pourraient influencer sur la nécessité de constater une charge au titre de la perte de valeur. Il existe un risque que des modifications défavorables des principales hypothèses donnent lieu à une dépréciation future au titre du solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes. Ces hypothèses pourraient subir l'incidence négative de divers facteurs, notamment des changements dans la demande des clients de Great Lakes à l'égard de la capacité et des services pipeliniers, des conditions climatiques, la production de gaz naturel et les prix du gaz en Amérique du Nord ainsi que les conditions de marché du stockage du gaz naturel. Notre quote-part de l'écart d'acquisition de Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 243 millions de dollars US au 31 décembre 2014 (246 millions de dollars US en 2013).

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

En présence d'une obligation juridique de mettre de côté des fonds pour financer les coûts futurs de cessation d'exploitation dans la mesure où de tels coûts peuvent être évalués au prix d'un effort raisonnable, nous constatons dans nos états financiers la juste valeur du passif associé aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Nous ne pouvons déterminer à quel moment aura lieu la mise hors service d'un grand nombre de nos centrales hydroélectriques, de nos oléoducs, gazoducs et installations connexes de transport et de nos installations de stockage de gaz naturel réglementées parce que nous avons l'intention de les exploiter tant et aussi longtemps qu'il existera une offre et une demande. Par conséquent, nous n'avons constaté aucune obligation à leur égard.

Dans les cas où nous constatons un tel passif, nous avons recours aux hypothèses suivantes :

- le moment prévu pour mettre l'actif hors service;
- la portée des activités nécessaires à la cessation d'exploitation et à la remise en état;
- les taux d'inflation et d'actualisation.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont d'abord constatées lorsque l'obligation existe, puis elles sont désactualisées dans les charges d'exploitation.

Nous continuons d'évaluer nos obligations liées aux coûts futurs de cessation d'exploitation et de surveiller les aménagements qui pourraient avoir une incidence sur les montants constatés.

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, 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 exemptions comptables.

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur des billets à recevoir 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 par le résultat 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 au 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 financiers 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 est égale à leur juste valeur du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme.

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Nous appliquons la comptabilité de couverture aux instruments dérivés admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture. La tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie et du montant net des investissements dans des établissements étrangers est constatée dans les autres éléments du résultat étendu de la période au cours de laquelle surviennent les variations. La tranche inefficace est inscrite dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'opération sous-jacente. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net, soit dans les intérêts créditeurs et autres, soit dans les intérêts débiteurs.

La majeure partie des instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a été inscrite en tant que couvertures économiques (instruments détenus à des fins de transaction) afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent, ce qui peut exposer la société à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouverts ou remboursés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

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)	2014	2013
Autres actifs à court terme	409	395
Actifs incorporels et autres actifs	93	112
Créditeurs et autres	(749)	(357)
Autres passifs à long terme	(411)	(255)
	(658)	(105)

Moment prévu du règlement des contrats – instruments dérivés

Le moment prévu du règlement des instruments dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

au 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Total de la juste valeur	2015	2016 et 2017	2018 et 2019	2020 et par la suite
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	436	363	62	7	4
Passifs	(530)	(457)	(61)	(12)	-
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	66	47	17	2	-
Passifs	(630)	(293)	(246)	(91)	-
	(658)	(340)	(228)	(94)	4

Effet des instruments dérivés sur l'état consolidé des résultats

Le sommaire ci-après n'inclut pas les couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	(5)	19
Gaz naturel	(35)	17
Change	(20)	(10)
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	(39)	(49)
Gaz naturel	11	(13)
Change	(28)	(9)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{2,3}		
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	130	(19)
Gaz naturel	-	(2)
Intérêts	4	5

¹ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre de l'électricité ou du 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.

² Au 31 décembre 2014, toutes les relations de couverture étaient désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui étaient désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 3 millions de dollars (5 millions de dollars en 2013) et une valeur nominale de 400 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2013). En 2014, le montant des gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur s'établissait à 7 millions de dollars (6 millions de dollars en 2013) et était inclus dans les intérêts débiteurs. En 2014 et en 2013, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

³ La partie 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. En 2014 et 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 produirait pas.

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

Les composantes de l'état consolidé des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, avant les impôts)	2014	2013
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)		
Électricité	(126)	117
Gaz naturel	(2)	(1)
Change	10	5
	(118)	121
Reclassement des (pertes) et des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Électricité	(114)	40
Gaz naturel	3	4
Intérêts	16	16
	(95)	60
(Pertes) gains sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)		
Électricité	(13)	8
	(13)	8

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

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les dérivés comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui pourraient exiger que nous fournissions des garanties si un événement lié au risque de crédit devait se produire (par exemple, si notre cote de crédit était révisée à la baisse à un niveau de catégorie spéculative). Il est également possible que nous devions fournir des garanties si la juste valeur des instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils de risque prédéfinis.

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 31 décembre 2014, la juste valeur de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 15 millions de dollars (16 millions de dollars en 2013), et nous avons fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2013) dans le cours normal des affaires.

Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2014, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 15 millions de dollars (16 millions de dollars en 2013). Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2014

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié des directives concernant la constatation, l'évaluation et la présentation des obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire pour lesquelles le montant total de l'obligation est déterminé à la date du bilan. Les conventions d'emprunt, les obligations contractuelles diverses ainsi que les litiges réglés et les décisions judiciaires sont des exemples de ces obligations. Ces nouvelles

directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Opérations en devises – écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des directives 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. Ces nouvelles directives ont été appliquées de façon prospective à partir du 1^{er} janvier 2014.

Économies d'impôts non comptabilisées

En juillet 2013, le FASB a publié des directives 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. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Modifications comptables futures

Présentation des activités abandonnées

En avril 2014, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation des activités abandonnées. Les critères servant à établir ce qui constitue une activité abandonnée ont changé et la présentation d'information supplémentaire est exigée. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2015 et s'appliqueront de façon prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Produits tirés des contrats avec des clients

En mai 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'exploitation tirés des contrats avec des clients. Ces directives remplacent les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie à laquelle la société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture de ces biens ou services. Les nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 assorties de deux méthodes possibles d'application des modifications : (1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou (2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application. L'application anticipée n'est pas permise. Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013	2012
BAIIA	5 542	4 958	4 204
Gain à la vente de Cancarb	(108)	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	43	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(9)	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(55)	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	20
Activités de gestion des risques non comparables	53	(44)	21
BAIIA comparable	5 521	4 859	4 245
Amortissement comparable	(1 611)	(1 472)	(1 375)
BAll comparable	3 910	3 387	2 870
Autres postes de l'état des résultats			
Intérêts débiteurs comparables	(1 198)	(984)	(976)
Intérêts créditeurs et autres comparables	112	42	86
Charge d'impôts comparable	(859)	(662)	(477)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(153)	(125)	(118)
Dividendes sur les actions privilégiées	(97)	(74)	(55)
Résultat comparable	1 715	1 584	1 330
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain à la vente de Cancarb	99	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	(32)	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	8	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	84	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	25	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	(15)
Activités de gestion des risques ¹	(47)	19	(16)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 743	1 712	1 299
Amortissement comparable	(1 611)	(1 472)	(1 375)
Poste particulier :			
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(13)	-
Amortissement	(1 611)	(1 485)	(1 375)
Intérêts débiteurs comparables	(1 198)	(984)	(976)
Poste particulier :			
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	(1)	-
Intérêts débiteurs	(1 198)	(985)	(976)
Intérêts créditeurs et autres comparables	112	42	86
Postes particuliers :			
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	1	-
Activités de gestion des risques ¹	(21)	(9)	(1)
Intérêts créditeurs et autres	91	34	85
Charge d'impôts comparable	(859)	(662)	(477)
Postes particuliers :			
Gain à la vente de Cancarb	(9)	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	11	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(1)	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	42	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	25	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	5
Activités de gestion des risques ¹	27	(16)	6
Charge d'impôts	(831)	(611)	(466)

exercices clos les 31 décembre (dollars par action)	2014	2013	2012
Résultat comparable par action ordinaire	2,42 \$	2,24 \$	1,89 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain à la vente de Cancarb	0,14	-	-
Résiliation du contrat avec Niska	(0,04)	-	-
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	0,01	-	-
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	-	0,12	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	-	0,04	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	(0,02)
Activités de gestion des risques ¹	(0,07)	0,02	(0,03)
Bénéfice net par action ordinaire	2,46 \$	2,42 \$	1,84 \$

1

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013	2012
Installations énergétiques au Canada	(11)	(4)	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(55)	50	(1)
Stockage de gaz naturel	13	(2)	(24)
Change	(21)	(9)	(1)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	27	(16)	6
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(47)	19	(16)

BAIIA comparable et BAII comparable selon le secteur

exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	3 250	1 059	1 360	(127)	5 542
Gain à la vente de Cancarb	-	-	(108)	-	(108)
Résiliation du contrat avec Niska	-	-	43	-	43
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(9)	-	-	-	(9)
Activités de gestion des risques non comparables	-	-	53	-	53
BAIIA comparable	3 241	1 059	1 348	(127)	5 521
Amortissement comparable	(1 063)	(216)	(309)	(23)	(1 611)
BAII comparable	2 178	843	1 039	(150)	3 910

exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	2 907	752	1 407	(108)	4 958
Décision de 2013 de l'ONÉ – 2012	(55)	-	-	-	(55)
Activités de gestion des risques non comparables	-	-	(44)	-	(44)
BAIIA comparable	2 852	752	1 363	(108)	4 859
Amortissement comparable	(1 013)	(149)	(294)	(16)	(1 472)
BAII comparable	1 839	603	1 069	(124)	3 387

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	2 741	698	862	(97)	4 204
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	-	20	-	20
Activités de gestion des risques non comparables	-	-	21	-	21
BAIIA comparable	2 741	698	903	(97)	4 245
Amortissement comparable	(933)	(145)	(283)	(14)	(1 375)
BAII comparable	1 808	553	620	(111)	2 870

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

(non audité, en millions de dollars, sauf les montants par action)

2014	T4	T3	T2	T1
Produits	2 616	2 451	2 234	2 884
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	458	457	416	412
Résultat comparable	511	450	332	422
Résultat comparable par action	0,72 \$	0,63 \$	0,47 \$	0,60 \$
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base et dilué	0,65 \$	0,64 \$	0,59 \$	0,58 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,48 \$	0,48 \$	0,48 \$	0,48 \$

2013	T4	T3	T2	T1
Produits	2 332	2 204	2 009	2 252
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	420	481	365	446
Résultat comparable	410	447	357	370
Résultat comparable par action	0,58 \$	0,63 \$	0,51 \$	0,52 \$
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base et dilué	0,59 \$	0,68 \$	0,52 \$	0,63 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$

Facteurs influant sur l'information trimestrielle par secteur

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur.

Dans le secteur des gazoducs, à l'exception des fluctuations saisonnières des débits à court terme des gazoducs aux États-Unis, les produits et le bénéfice net trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

- des décisions rendues par les organismes de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice net annuels sont fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des décisions en matière de réglementation.

Dans le secteur de l'énergie, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

Facteurs influant sur l'information financière par trimestre

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

Du résultat comparable sont exclus les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Au quatrième trimestre de 2014, le résultat comparable excluait un gain de 8 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de Gas Pacifico/INNERGY.

Au deuxième trimestre de 2014, le résultat comparable excluait un gain de 99 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de Cancarb Limited et une perte de 32 millions de dollars après les impôts liée à la résiliation du contrat avec Niska Gas Storage.

Au deuxième trimestre de 2013, le résultat comparable ne comprenait pas un ajustement favorable de 25 millions de dollars au titre de l'impôt sur le bénéfice en raison de la mise en vigueur de certaines lois fédérales fiscales canadiennes liées à l'impôt de la Partie VI.I en juin 2013.

Au premier trimestre de 2013, le résultat comparable n'incluait pas le bénéfice net de 84 millions de dollars pour 2013 et découlant de la décision de 2013 de l'ONÉ rendue en 2012.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2014

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013
Gazoducs	621	498
Pipelines de liquides	230	160
Énergie	219	301
Siège social	(43)	(35)
Total du bénéfice sectoriel	1 027	924
Intérêts débiteurs	(323)	(240)
Intérêts créditeurs et autres	28	1
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	732	685
Charge d'impôts	(206)	(208)
Bénéfice net	526	477
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(43)	(38)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	483	439
Dividendes sur les actions privilégiées	(25)	(19)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	458	420
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,65 \$	0,59 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est accru de 38 millions de dollars comparativement à la même période en 2013. Le bénéfice net comprenait un gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY de 8 millions de dollars après les impôts et les gains et les pertes non réalisés découlant de changements de certaines activités de gestion des risques. Excluant l'effet de ces éléments, le résultat comparable pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 a augmenté par rapport à la même période en 2013, comme indiqué ci-dessous dans la rubrique Résultat comparable.

Les postes traités ci-dessus ont été retranchés du résultat comparable pour les périodes pertinentes. Certains ajustements de la juste valeur non réalisée liés à certaines activités de gestion des risques sont également exclus du résultat comparable. Le solde du bénéfice net est l'équivalent du résultat comparable. On trouvera dans le tableau suivant un rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable.

Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable

trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	458	420
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Activités de gestion des risques ¹	61	(10)
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	(8)	-
Résultat comparable	511	410
Bénéfice net par action ordinaire	0,65 \$	0,59 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Activités de gestion des risques ¹	0,08	(0,01)
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	(0,01)	-
Résultat comparable par action	0,72 \$	0,58 \$

¹

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	(11)	(2)
Installations énergétiques aux États-Unis	(85)	36
Stockage de gaz naturel	9	(5)
Change	(12)	(9)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	38	(10)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(61)	10

BAIIA comparable et BAII comparable selon le secteur

trimestre clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	884	288	385	(36)	1 521
Amortissement comparable	(272)	(58)	(79)	(7)	(416)
BAII comparable	612	230	306	(43)	1 105

trimestre clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	778	198	346	(31)	1 291
Amortissement comparable	(280)	(38)	(74)	(4)	(396)
BAII comparable	498	160	272	(35)	895

Résultat comparable

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2014 s'est accru de 101 millions de dollars (0,14 \$ par action) par rapport à la même période en 2013. Cette situation s'explique principalement par l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire découlant du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe;
- le résultat plus élevé provenant du réseau principal au Canada attribuable au relèvement des revenus incitatifs enregistrés au quatrième trimestre;
- le résultat plus élevé découlant du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014;
- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est attribuable à l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et au résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises en décembre 2013 et dans la seconde moitié de 2014;

- le résultat supérieur des installations énergétiques aux États-Unis dû à une hausse de la production, une augmentation des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, et l'incidence des prix supérieurs de l'électricité et de capacité réalisés;
- l'augmentation des intérêts débiteurs provenant d'émissions de titres d'emprunt et une baisse des intérêts capitalisés sur les projets mis en service.

Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre par rapport à la période correspondante en 2013 a eu un effet positif sur les résultats transposés de nos entreprises aux États-Unis; toutefois, cet effet a été annulé en grande partie par une hausse correspondante des intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains et par les pertes réalisées sur les opérations de couverture de change utilisées pour gérer notre exposition nette dans le cadre de notre programme de couverture.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs s'est accru de 123 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013 et comprenait 9 millions de dollars de gains avant les impôts liés à la vente de Gas Pacifico/INNERGY en novembre 2014. Nous avons exclu ce montant de nos calculs du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs est l'équivalent du BAII comparable et du BAIIA comparable.

L'amortissement comparable a diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013, puisque les résultats au quatrième trimestre de 2013 comprenaient les incidences du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013. Ce règlement a augmenté l'amortissement pour 2013 et 2014. Cette diminution par rapport à 2013 a été partiellement contrebalancée par l'amortissement lié au prolongement de Tamazunchale pour la période en 2014.

Gazoducs au Canada

Le bénéfice net et le résultat comparable pour le réseau principal au Canada ont progressé de 39 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013 en raison du relèvement des revenus incitatifs enregistrés au quatrième trimestre, contre partiellement par l'augmentation des frais financiers dus aux expéditeurs sur le solde positif du CST. Le résultat comparable des deux exercices correspond à un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %.

Le bénéfice net du réseau NGTL a diminué de 13 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette baisse est le résultat d'une hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration à risque aux termes du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013, contrée partiellement par une base d'investissement moyenne plus élevée en 2014. En outre, le résultat pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 reflète les incidences du règlement de NGTL pour 2013-2014 qui prévoyait un taux de rendement de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et des montants annuels fixes pour les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale a diminué de 35 millions de dollars US pendant le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la période correspondante en 2013, en raison :

- du résultat supérieur découlant du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014;
- de la hausse de produits tirés du transport dans le cas d'ANR et Great Lakes.

Le raffermissement du dollar américain a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis et à l'étranger en dollars canadiens.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 70 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013 et est l'équivalent du BAII comparable qui ainsi que le BAIIA comparable sont présentés ci-dessous.

Le BAIIA comparable dans le cas du réseau d'oléoducs Keystone s'est accru de 94 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette augmentation est attribuable principalement :

- au résultat supérieur découlant du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe, mis en service en janvier 2014;
- au raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

L'amortissement comparable a progressé de 20 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013, en raison de la mise en service du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe.

Énergie

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a diminué de 82 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie pour les trimestres clos les 31 décembre 2014 et 2013 comprenait les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 31 décembre	
	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	(11)	(2)
Installations énergétiques aux États-Unis	(85)	36
Stockage de gaz naturel	9	(5)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(87)	29

Les écarts trimestriels observés sur ces gains et pertes non réalisés reflètent l'incidence des changements sur les prix à terme pour le gaz naturel et l'électricité et le volume de notre position pour ces dérivés pour une certaine période. Ils ne reflètent pas fidèlement, toutefois, les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement ou l'effet compensateur des autres transactions de produits dérivés ou non dérivés qui composent notre entreprise en général. Par conséquent, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes et nous les excluons de notre calcul du BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 39 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013, un effet net :

- du relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est attribuable à l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et au résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises dans la seconde moitié de 2014;
- du résultat supérieur des installations énergétiques aux États-Unis dû à une hausse de la production, une augmentation des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, et de l'incidence des prix supérieurs de l'électricité et de capacité réalisés;
- du bénéfice moindre tiré du stockage de gaz naturel en raison de plus faibles écarts réalisés pour le stockage de gaz naturel et la baisse des volumes de ventes à des tiers.

Le raffermissement du dollar américain a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable pour les installations énergétiques de l'Est a progressé de 20 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013 en raison de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et du résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises en décembre 2013 et dans la seconde moitié de 2014.

La quote-part du bénéfice de Bruce A a augmenté de 30 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette augmentation est attribuable principalement à l'augmentation des niveaux de production et à une baisse des charges d'exploitation. Les résultats du quatrième trimestre de 2014 tiennent compte également de l'incidence d'un ajustement de la production réputée liée à un trimestre précédent.

La quote-part du bénéfice de Bruce B a diminué de 30 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette diminution est attribuable principalement à une baisse des volumes et à une augmentation des charges d'exploitation résultant de l'augmentation des jours d'arrêt d'exploitation prévus.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a progressé de 20 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 par rapport à la même période en 2013, en raison de l'incidence nette :

- de l'augmentation des marges et de la hausse des volumes de ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel;
- des prix supérieurs de capacité réalisés principalement dans la région de New York;
- d'une production accrue à nos installations hydroélectriques et de Ravenswood, contrée par la baisse des prix réalisés pour l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre.

Le BAIIA comparable pour le stockage de gaz naturel et autre a diminué de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 comparativement à la même période en 2013 principalement en raison de plus faibles écarts réalisés pour le stockage de gaz naturel et de la baisse des volumes de ventes à des tiers.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	baril par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliard de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
KW-M	kilowatt par mois
Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

base d'investissement	Comprend les actifs moyens annuels de la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction.
base tarifaire	Notre investissement dans les actifs utilisés pour fournir des services de transport sur nos gazoducs.
bitume	Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté par pipeline (voir le terme diluant). Le bitume est l'une des composantes des sables bitumineux, comme le sable, l'eau et l'argile.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Convention d'achat d'électricité
centrale de cogénération diluant	Installation qui produit à la fois de l'électricité et de la chaleur utile. Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
EEA	Exploitation, entretien et administration
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
fractionnement hydraulique	Méthode d'extraction du gaz naturel des gisements de gaz de schiste.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
PJM Interconnection (« PJM »)	Organisation de transport régionale qui coordonne le mouvement de l'électricité dans le secteur de gros dans la totalité ou une partie de 13 États et du District de Columbia.
Proposition de restructuration au Canada	Proposition relative à la modification de la structure commerciale et des modalités de service du réseau principal au Canada ainsi que la demande visant l'établissement des droits définitifs pour 2012 et 2013.
SSE	Santé, sécurité et environnement
TRG	Tarif de rachat garanti
triangle de l'Est	Tronçon du réseau principal au Canada compris entre North Bay, Toronto et Montréal.

Termes comptables

ASU	Accounting Standards Update
BAII	Bénéfice avant les intérêts et les impôts
BAIIA	Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement
CATR	Comptabilité des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
OMHSI	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaire
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AIE	Agence internationale de l'énergie
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia (commission de réglementation de l'énergie du Mexique)
EPA	Environmental Protection Agency des États-Unis
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
ISO	Independent System Operator (exploitant de réseau indépendant des États-Unis)
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative (initiative régionale relative aux gaz à effet de serre [Nord-Est des États-Unis])
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission des États-Unis
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité.

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

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de TransCanada 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 2014 et 2013 et met en évidence les changements importants survenus entre 2013 et 2012, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

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

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de son contrôle interne, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre établi dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework (2013) » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. À la suite de son évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2014 et qu'il fournit une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

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

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

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



Russell K. Girling
Président et
chef de la direction

Le 12 février 2015



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 2014 et au 31 décembre 2013, les états consolidés des résultats, des flux de trésorerie, du résultat étendu et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2014, 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 2014 et au 31 décembre 2013, 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 2014 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 2014, selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework (2013) » publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission, et notre rapport daté du 12 février 2015 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 12 février 2015

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

AUX ACTIONNAIRES DE TRANSCANADA CORPORATION

Nous avons audité l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada Corporation au 31 décembre 2014 selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework (2013) » 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 et de son appréciation de l'efficacité de ce contrôle 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 significative 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 maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2014, selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework (2013) » 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 au 31 décembre 2014 et au 31 décembre 2013 ainsi que les états consolidés des résultats, des flux de trésorerie, du résultat étendu et des capitaux propres connexes pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2014. Notre rapport daté du 12 février 2015 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 12 février 2015

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2014	2013	2012
Produits			
Gazoducs	4 913	4 497	4 264
Pipelines de liquides	1 547	1 124	1 039
Énergie	3 725	3 176	2 704
	10 185	8 797	8 007
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	522	597	257
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	2 973	2 674	2 577
Achats de produits de base revendus	1 836	1 317	1 049
Impôts fonciers	473	445	434
Amortissement	1 611	1 485	1 375
	6 893	5 921	5 435
Gain à la vente d'actifs (note 25)	117	–	–
Charges financières (produits financiers)			
Intérêts débiteurs (note 15)	1 198	985	976
Intérêts créditeurs et autres	(91)	(34)	(85)
	1 107	951	891
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 824	2 522	1 938
Charge d'impôts (note 16)			
Exigibles	145	43	181
Reportés	686	568	285
	831	611	466
Bénéfice net	1 993	1 911	1 472
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 18)	153	125	118
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 840	1 786	1 354
Dividendes sur les actions privilégiées (note 20)	97	74	55
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 743	1 712	1 299
Bénéfice net par action ordinaire (note 19)			
De base et dilué	2,46 \$	2,42 \$	1,84 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	1,92 \$	1,84 \$	1,76 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)			
De base	708	707	705
Dilué	710	708	706

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)	2014	2013	2012
Bénéfice net	1 993	1 911	1 472
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	517	383	(129)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(276)	(239)	44
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(69)	71	48
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(55)	41	138
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(102)	67	(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	18	23	22
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(204)	234	(70)
Autres éléments du résultat étendu (note 21)	(171)	580	(20)
Résultat étendu	1 822	2 491	1 452
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	283	191	97
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	1 539	2 300	1 355
Dividendes sur les actions privilégiées	97	74	55
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	1 442	2 226	1 300

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)	2014	2013	2012
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	1 993	1 911	1 472
Amortissement	1 611	1 485	1 375
Impôts reportés (note 16)	686	568	285
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	(522)	(597)	(257)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	579	605	376
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation (note 22)	37	50	9
Gain à la vente d'actifs (note 25)	(117)	–	–
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction (note 9)	(95)	(19)	(15)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	74	(35)	22
Autres	22	32	17
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 24)	(189)	(326)	287
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 079	3 674	3 571
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(3 550)	(4 264)	(2 595)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	(807)	(488)	(3)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(256)	(163)	(652)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 25)	(241)	(216)	(214)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction (note 25)	196	–	–
Montants reportés et autres	514	11	208
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(4 144)	(5 120)	(3 256)
Activités de financement			
Dividendes sur les actions ordinaires (note 19)	(1 345)	(1 285)	(1 226)
Dividendes sur les actions privilégiées (note 20)	(94)	(71)	(55)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(178)	(166)	(135)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	544	(492)	449
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 403	4 253	1 491
Remboursements sur la dette à long terme	(1 069)	(1 286)	(980)
Actions ordinaires émises	47	72	53
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	440	585	–
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	79	384	–
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale (note 18)	(200)	(200)	–
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(373)	1 794	(403)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	–	28	(15)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(438)	376	(103)
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	927	551	654
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	489	927	551

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

Bilan consolidé

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	489	927
Débiteurs	1 313	1 122
Stocks	292	251
Autres (note 5)	1 446	847
	3 540	3 147
Immobilisations corporelles (note 7)	41 774	37 606
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	5 598	5 759
Actifs réglementaires (note 9)	1 297	1 735
Écart d'acquisition (note 10)	4 034	3 696
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	2 704	1 955
	58 947	53 898
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 12)	2 467	1 842
Créditeurs et autres (note 13)	2 896	2 155
Intérêts courus	424	388
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 15)	1 797	973
	7 584	5 358
Passifs réglementaires (note 9)	263	229
Autres passifs à long terme (note 14)	1 052	656
Passifs d'impôts reportés (note 16)	5 275	4 564
Dette à long terme (note 15)	22 960	21 892
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	1 160	1 063
	38 294	33 762
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 19)	12 202	12 149
Émises et en circulation : 31 décembre 2014 – 709 millions d'actions 31 décembre 2013 – 707 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 20)	2 255	1 813
Surplus d'apport	370	401
Bénéfices non répartis	5 478	5 096
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)	(1 235)	(934)
Participations assurant le contrôle	19 070	18 525
Participations sans contrôle (note 18)	1 583	1 611
	20 653	20 136
	58 947	53 898

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)	2014	2013	2012
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	12 149	12 069	12 011
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions (note 19)	53	80	58
Solde à la fin de l'exercice	12 202	12 149	12 069
Actions privilégiées			
Solde au début de l'exercice	1 813	1 224	1 224
Émission d'actions aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	442	589	–
Solde à la fin de l'exercice	2 255	1 813	1 224
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	401	379	380
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	3	(2)	(1)
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises (note 25)	9	29	–
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(6)	(5)	–
Incidence du transfert des actifs à TC PipeLines, LP (note 25)	(37)	–	–
Solde à la fin de l'exercice	370	401	379
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	5 096	4 687	4 628
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 840	1 786	1 354
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 360)	(1 301)	(1 240)
Dividendes sur les actions privilégiées	(98)	(76)	(55)
Solde à la fin de l'exercice	5 478	5 096	4 687
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(934)	(1 448)	(1 449)
Autres éléments du résultat étendu	(301)	514	1
Solde à la fin de l'exercice	(1 235)	(934)	(1 448)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	19 070	18 525	16 911
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 611	1 425	1 465
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle			
TC PipeLines, LP	136	93	91
Dividendes sur les actions privilégiées de TCPL	2	20	22
Portland	15	12	5
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	130	66	(21)
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	79	384	–
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(14)	(47)	–
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(182)	(166)	(135)
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(194)	(195)	–
Change et autres	–	19	(2)
Solde à la fin de l'exercice	1 583	1 611	1 425
Total des capitaux propres	20 653	20 136	18 336

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 d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord qui exerce ses activités dans trois secteurs, les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie, chacune de ces entreprises proposant des produits et des services différents.

Gazoducs

Le secteur des gazoducs est principalement constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 68 000 km (42 000 milles) et d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 400 Gpi³. Ces actifs se situent au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

Pipelines de liquides

Le secteur des pipelines de liquides consiste en des réseaux d'oléoducs détenus en propriété exclusive d'une longueur de 4 250 km (2 600 milles) qui relient les approvisionnements de pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis aux marchés du raffinage américains en Illinois, en Oklahoma et au Texas.

Énergie

Le secteur de l'énergie est principalement constitué des participations de la société dans 19 centrales électriques et de deux installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Elles comprennent des installations en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick au Canada ainsi que des installations dans l'État de New York, en Nouvelle-Angleterre et en Arizona aux États-Unis.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

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

Règles de présentation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de 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. Les estimations et hypothèses importantes intervenant dans la préparation des états financiers consolidés comprennent notamment :

- les valeurs comptables et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 7);
- la valeur comptable des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8);

- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 9);
- la valeur comptable de l'écart d'acquisition (note 10);
- les taux d'amortissement et les valeurs comptables des actifs incorporels (note 11);
- la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 14);
- les provisions pour les impôts sur le bénéfice (note 16);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22);
- la juste valeur des instruments financiers (note 23);
- la provision au titre des engagements, éventualités et garanties (note 26).

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

Réglementation

Au Canada, les gazoducs et les pipelines de liquides réglementés relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») du Canada. Les gazoducs, les pipelines de liquides et les actifs de stockage de gaz naturel réglementés aux États-Unis sont assujettis à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. Au Mexique, les gazoducs sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique (« CRE »). La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel de la société au Canada, aux États-Unis et au Mexique en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influencer sur le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges des entreprises à tarifs réglementés de 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, américains et mexicains, les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis et certains de nos projets de pipelines de liquides. La CATR ne s'applique pas au réseau d'oléoducs Keystone et, par conséquent, les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification de ce réseau n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

Constatation des produits

Gazoducs et pipelines de liquides

Les produits des secteurs des gazoducs et des pipelines de liquides de la société, exception faite des gazoducs au Canada qui sont assujettis à la CATR, sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel ou de pétrole brut transportés. Les produits tirés des ententes de capacité contractuelle sont constatés de façon proportionnelle sur la période contractuelle sans égard aux volumes de gaz naturel ou de pétrole brut transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où les livraisons de gaz naturel ou de pétrole brut sont effectuées. Les 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 CATR sont constatés conformément aux décisions de l'ONÉ. Les tarifs s'appliquant aux gazoducs de la société au Canada sont fondés sur les besoins en produits conçus pour assurer le recouvrement des coûts de transport de gaz naturel, y compris un remboursement du capital et un rendement du capital selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les gazoducs de la société au Canada ne sont pas touchés par les risques liés aux variations des produits et de la plupart des coûts. Ces variations font généralement l'objet d'un report et elles sont récupérées ou remboursées dans les droits futurs. Les gazoducs de la société au Canada sont 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 fondés sur le reste de leur durée de vie utile s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour les fonds utilisés pendant la construction incluant une composante dette et une composante capitaux propres en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisée par les organismes de réglementation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans les immobilisations corporelles et la composante capitaux propres de cette provision est une dépense hors trésorerie et un crédit correspondant est constaté dans les intérêts créditeurs et autres. Dans le cas des gazoducs non réglementés, les intérêts sont capitalisés pendant la construction.

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

Pipelines de liquides

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

Énergie

L'équipement et les structures des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel sont comptabilisés au coût et, lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés, ils sont amortis en fonction des composantes principales selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 20 %. Le reste du matériel est amorti à divers taux. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Les intérêts sont capitalisés dans le cas des installations en construction. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans les résultats.

Siège social

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

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 une baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur d'un actif. L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a une baisse de valeur est effectuée pour les unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. La société évalue d'abord les facteurs qualitatifs pour déterminer si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur quant à l'écart d'acquisition. Si la société conclut qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, la première étape du test de dépréciation en deux étapes est réalisée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, qui comprend l'écart d'acquisition. Si la juste valeur 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. La presque totalité des 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 axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient s'inverser ou être réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés au réseau principal au Canada, au réseau de NGTL et à Foothills, qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

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

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

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

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 pipelines de liquides et aux centrales hydroélectriques, la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite de certaines installations abandonnées.

Passif environnemental

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Les estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que sur des lois et règlements adoptés. Les estimations sont sujettes à des révisions dans des périodes futures en fonction des coûts effectivement engagés ou de l'évolution des circonstances. Les montants que la société s'attend à recouvrer auprès de tierces parties, y compris les assureurs, sont constatés en tant qu'actif distinct du passif connexe.

Les droits ou crédits d'émissions achetés à des fins de conformité sont constatés au bilan 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'acquérir des actions ordinaires. Les options sur actions attribuées sont constatées selon la méthode de comptabilisation à la juste valeur. Selon cette méthode, la charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution en fonction de la juste valeur calculée selon un modèle binomial et elle est constatée selon 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 31 décembre chaque année. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD, respectivement en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

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

Opérations en devises et conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

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

Les gains et les pertes découlant de la conversion de la monnaie de fonctionnement d'établissements étrangers au dollar canadien, monnaie de présentation de la société, sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, alors que les produits, les charges, les gains et les pertes sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. La dette libellée en dollars US de la société a été désignée en tant que couverture de l'investissement net dans les établissements étrangers et, par conséquent, les gains et les pertes de change non réalisés sur les titres d'emprunt libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Instruments dérivés et opérations de couverture

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

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

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

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures est initialement inscrite dans les autres éléments du résultat étendu, tandis que toute tranche inefficace est constatée dans le bénéfice net, sous la même rubrique des états financiers que l'est l'opération sous-jacente. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés, selon le cas, dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net ou lorsque l'élément couvert initial est réglé. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement reclassés des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net lorsque l'élément

couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il devient probable que l'opération prévue ne se produira pas.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger, la partie efficace des gains et des pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu, et la partie inefficace est constatée dans le bénéfice net. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société réduit son investissement net dans un établissement étranger.

Dans certains cas, les instruments dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Le cas échéant, les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations.

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

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (« contrat hôte ») sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas clairement et étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Lorsque les variations de la juste valeur des instruments dérivés intégrés sont évaluées de façon distincte, elles sont incluses dans le bénéfice net.

Coûts de transaction liés à la dette à long terme

La société constate les coûts de transaction liés à la dette à long terme en tant qu'autres actifs et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux gazoducs réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification réglementaires.

Garanties

La société constate au moment de leur prise d'effet la juste valeur de certaines garanties conclues par la société ou par des entités qu'elle détient partiellement pour lesquelles des paiements conditionnels pourraient être requis. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties selon ce qui est approprié dans les circonstances. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des immobilisations corporelles dans les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou elles sont imputées au bénéfice net avec l'inscription d'un passif correspondant dans les autres passifs à long terme.

3. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2014

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié des directives concernant la constatation, l'évaluation et la présentation des obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire lorsque le montant total de l'obligation est déterminé à la date du bilan. Les conventions d'emprunt, les obligations contractuelles diverses ainsi que les litiges réglés et les décisions judiciaires sont des exemples de ces obligations. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Opérations en devises – écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des directives 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. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur prospectivement le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Économies d'impôts non comptabilisées

En juillet 2013, le FASB a publié des directives 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. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Modifications comptables futures

Présentation des activités abandonnées

En avril 2014, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation des activités abandonnées. Les critères servant à établir ce qui constitue une activité abandonnée ont changé et la présentation d'information supplémentaire est exigée. Ces nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2015 et s'appliqueront de façon prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Produits tirés des contrats avec des clients

En mai 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'exploitation tirés des contrats avec des clients. Ces directives remplacent les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. Ces nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie à laquelle la société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture de ces biens ou services. Les nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et assorties de deux méthodes possibles d'application des modifications : 1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou 2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application. L'application anticipée n'est pas permise. Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 913	1 547	3 725	–	10 185
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	163	–	359	–	522
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 501)	(426)	(919)	(127)	(2 973)
Achats de produits de base revendus	–	–	(1 836)	–	(1 836)
Impôts fonciers	(334)	(62)	(77)	–	(473)
Amortissement	(1 063)	(216)	(309)	(23)	(1 611)
Gain à la vente d'actifs	9	–	108	–	117
Bénéfice sectoriel	2 187	843	1 051	(150)	3 931
Intérêts débiteurs					(1 198)
Intérêts créditeurs et autres					91
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					2 824
Charge d'impôts					(831)
Bénéfice net					1 993
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(153)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 840
Dividendes sur les actions privilégiées					(97)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 743
Dépenses d'investissement					
Dépenses en immobilisations	1 768	1 530	206	46	3 550
Projets en cours d'aménagement	368	439	–	–	807
	2 136	1 969	206	46	4 357
au 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)					
Total de l'actif	27 103	16 116	14 197	1 531	58 947

exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 497	1 124	3 176	–	8 797
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	145	–	452	–	597
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 405)	(328)	(833)	(108)	(2 674)
Achats de produits de base revendus	–	–	(1 317)	–	(1 317)
Impôts fonciers	(329)	(44)	(72)	–	(445)
Amortissement	(1 027)	(149)	(293)	(16)	(1 485)
Bénéfice sectoriel	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
Dépenses d'investissement					
Dépenses en immobilisations	1 776	2 286	152	50	4 264
Projets en cours d'aménagement	245	243	–	–	488
	2 021	2 529	152	50	4 752
au 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)					
Total de l'actif	25 165	13 253	13 747	1 733	53 898

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Pipelines de liquides	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)
Bénéfice sectoriel	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
Dépenses d'investissement					
Dépenses en immobilisations	1 389	1 145	24	37	2 595
Projets en cours d'aménagement	–	3	–	–	3
	1 389	1 148	24	37	2 598
au 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)					
Total de l'actif	23 210	10 485	13 157	1 481	48 333

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Produits			
Canada – marché intérieur	4 021	4 659	3 527
Canada – exportations	1 314	997	1 121
États-Unis	4 653	3 029	3 252
Mexique	197	112	107
	10 185	8 797	8 007
aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)			
	2014	2013	
Immobilisations corporelles			
Canada	19 191	18 462	
États-Unis	20 098	17 570	
Mexique	2 485	1 574	
	41 774	37 606	

5. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Actifs d'impôts reportés (note 16)	427	119
Trésorerie détenue en garantie	423	42
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	409	395
Autres	171	164
Actifs réglementaires (note 9)	16	42
Actifs destinés à la vente (note 6)	–	85
	1 446	847

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

La société classe les actifs en tant que destinés à la vente lorsque la direction approuve et s'engage envers un plan formel pour mettre un actif sur le marché et lorsqu'elle s'attend à ce que la vente soit réalisée au cours des 12 mois suivants. Lorsqu'un actif est classé comme étant destiné à la vente, la société comptabilise l'actif à sa valeur comptable ou à sa juste valeur estimative, selon le moins élevé des deux montants, déduction faite des coûts de vente, et elle cesse 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 dans le secteur de l'énergie. Ces actifs ont été comptabilisés à leur valeur comptable au 31 décembre 2013.

Le 15 avril 2014, la société a vendu ces actifs pour un produit brut total de 190 millions de dollars et elle a constaté un gain de 108 millions de dollars (99 millions de dollars après les impôts).

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014			2013		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs						
Réseau principal au Canada						
Pipeline	9 045	5 712	3 333	8 970	5 457	3 513
Postes de compression	3 423	2 100	1 323	3 392	1 961	1 431
Postes de comptage et autres	458	180	278	409	174	235
	12 926	7 992	4 934	12 771	7 592	5 179
En construction	135	–	135	85	–	85
	13 061	7 992	5 069	12 856	7 592	5 264
Réseau de NGTL						
Pipeline	8 185	3 619	4 566	7 813	3 410	4 403
Postes de compression	2 055	1 318	737	2 038	1 253	785
Postes de comptage et autres	1 032	446	586	947	418	529
	11 272	5 383	5 889	10 798	5 081	5 717
En construction	413	–	413	290	–	290
	11 685	5 383	6 302	11 088	5 081	6 007
ANR						
Pipeline	1 087	85	1 002	922	59	863
Postes de compression	741	102	639	635	81	554
Postes de comptage et autres	617	110	507	535	91	444
	2 445	297	2 148	2 092	231	1 861
En construction	115	–	115	67	–	67
	2 560	297	2 263	2 159	231	1 928
Autres gazoducs						
GTN	1 842	588	1 254	1 685	488	1 197
Great Lakes	1 807	939	868	1 650	833	817
Foothills	1 671	1 180	491	1 649	1 120	529
Mexique	1 518	130	1 388	641	90	551
Autres ¹	1 800	363	1 437	1 652	288	1 364
	8 638	3 200	5 438	7 277	2 819	4 458
En construction	1 132	–	1 132	1 047	–	1 047
	9 770	3 200	6 570	8 324	2 819	5 505
	37 076	16 872	20 204	34 427	15 723	18 704
Pipelines de liquides						
Keystone						
Pipeline	7 931	463	7 468	5 079	286	4 793
Matériel de pompage	964	80	884	1 118	82	1 036
Réservoirs et autres	2 282	144	2 138	962	71	891
	11 177	687	10 490	7 159	439	6 720
En construction ²	4 438	–	4 438	6 020	–	6 020
	15 615	687	14 928	13 179	439	12 740
Énergie						
Centrales alimentées au gaz naturel – Ravenswood	2 140	476	1 664	1 966	377	1 589
Centrales alimentées au gaz naturel – autres ^{3,4}	3 214	971	2 243	3 061	846	2 215
Centrales hydroélectriques	736	156	580	673	126	547
Énergie éolienne	970	190	780	946	155	791
Stockage de gaz naturel	653	99	554	677	92	585
Énergie solaire ⁵	488	13	475	226	2	224
Autres	64	19	45	57	30	27
	8 265	1 924	6 341	7 606	1 628	5 978
En construction	149	–	149	54	–	54
	8 414	1 924	6 490	7 660	1 628	6 032
Siège social	232	80	152	191	61	130
	61 337	19 563	41 774	55 457	17 851	37 606

- ¹ Ces données comprennent Bison, Portland, North Baja, Tuscarora et Ventures LP.
- ² Ces données comprennent un montant de 3,2 milliards de dollars se rapportant à Keystone XL au 31 décembre 2014 (2,6 milliards de dollars en 2013). Keystone XL demeure assujéti aux approbations réglementaires.
- ³ 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 2014 se sont élevés à respectivement 695 millions de dollars et 103 millions de dollars (respectivement 640 millions de dollars et 78 millions de dollars en 2013). En 2014, des produits de 81 millions de dollars (78 millions de dollars en 2013; 73 millions de dollars en 2012) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.
- ⁴ Ces données comprennent Halton Hills, Coolidge, Bécancour, Ocean State Power, Mackay River et d'autres centrales alimentées au gaz naturel.
- ⁵ Ces données comprennent l'acquisition de quatre centrales d'énergie solaire en 2014 et de quatre autres en 2013.

8. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2014	Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2014	2013	2012	2014	2013
Gazoducs						
Northern Border ^{1,2}		76	66	72	587	557
Iroquois	44,5 %	43	41	41	210	188
TQM	50,0 %	12	13	16	73	76
Autres	Divers	32	25	28	68	62
Énergie						
Bruce A ³	48,9 %	209	202	(149)	3 944	3 988
Bruce B ³	31,6 %	105	108	163	51	377
ASTC Power Partnership	50,0 %	8	110	40	29	41
Portlands Energy	50,0 %	36	31	28	335	343
Autres ⁴	Divers	1	1	18	61	57
Pipelines de liquides						
Grand Rapids	50,0 %	–	–	–	240	70
		522	597	257	5 598	5 759

- 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 28,3 % (28,9 % en 2013 et 33,3 % en 2012) dans TC Pipelines LP, la participation effective de TransCanada dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle, était de 14,2 % au 31 décembre 2014 (14,5 % en 2013 et 16,7 % en 2012).
- ² Au 31 décembre 2014, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border Pipeline Company s'établissait à 117 millions de dollars US (118 millions de dollars US en 2013) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- ³ Au 31 décembre 2014, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 776 millions de dollars (820 millions de dollars en 2013) 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.

Les distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 se sont établies à 726 millions de dollars (725 millions de dollars en 2013; 436 millions de dollars en 2012), dont 147 millions de dollars (120 millions de dollars en 2013; 60 millions de dollars en 2012) 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 2014 se chiffrait à 551 millions de dollars (754 millions de dollars en 2013; 883 millions de dollars en 2012).

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Bénéfice			
Produits	4 814	4 989	3 860
Charges d'exploitation et autres charges	(3 489)	(3 536)	(3 090)
Bénéfice net	1 264	1 390	717
Bénéfice net attribuable à TransCanada	522	597	257
aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)			
Bilan			
Actif à court terme		1 412	1 500
Actif à long terme		12 260	12 158
Passif à court terme		(1 067)	(1 117)
Passif à long terme		(3 255)	(2 507)

9. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

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

Réseau principal au Canada

Le 28 novembre 2014, l'ONÉ a fait connaître sa décision sur la demande tarifaire pour la période allant de 2015 à 2030 (la « décision de 2014 de l'ONÉ »). La décision de 2014 de l'ONÉ a reconnu que la décision de 2013 de l'ONÉ (qui fait l'objet d'une discussion ci-après) prévoyait des portes de sortie et a approuvé les droits fixes pour la période allant de 2015 à 2020 ainsi que certains paramètres pour une méthode d'établissement

des droits jusqu'en 2030. Le règlement conclu avec les expéditeurs et approuvé dans la décision de 2014 de l'ONÉ prévoit notamment un rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme incitatif comportant un risque à la hausse et un risque à la baisse et la contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts versée par TransCanada pour réduire les besoins en produits. La stabilisation des droits est assurée grâce au recours continu à des comptes de report, notamment le compte d'ajustement à long terme (« CALT ») et le compte d'ajustement provisoire permettant de capter l'excédent ou le manque à gagner entre les produits de la société et son coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes prévue dans la décision de 2014 de l'ONÉ, soit six ans. TransCanada est tenue de déposer auprès de l'ONÉ un dépôt de conformité au premier trimestre de 2015 et un examen des droits pour la période allant de 2018 à 2020 avant le 31 décembre 2017.

En mars 2013, l'ONÉ a communiqué à TransCanada sa décision de fixer les droits pour la période allant de 2013 à 2017 à des niveaux concurrentiels en prévoyant des droits fixes pour certains services et en accordant un pouvoir discrétionnaire illimité de fixer les prix pour d'autres services (la « décision de 2013 de l'ONÉ »). La décision établissait un RCA de 11,5 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et prévoyait des mécanismes permettant d'appliquer les droits fixes par le truchement d'un CALT; elle prévoyait aussi l'établissement d'un compte des ajustements de stabilisation des droits (« CASD ») pour recueillir le surplus ou le manque à gagner entre nos produits et le coût du service pour chaque année comprise dans la période de cinq ans d'application de la décision. La décision donnait par ailleurs la possibilité de produire des revenus incitatifs en haussant les produits et en abaissant les coûts. L'ONÉ a de plus cerné certaines circonstances qui exigeraient qu'une nouvelle demande tarifaire soit déposée avant l'échéance de la période de cinq ans. L'une de ces circonstances s'est produite en 2013 lorsque le solde du CASD est devenu positif. En décembre 2013, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ la demande tarifaire pour la période allant de 2015 à 2030 concernant les droits à l'avenir, y compris pour 2014.

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.

Réseau de NGTL

En 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 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Les écarts entre les coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration prévus dans le règlement et les coûts réels sont imputables à 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.

Les résultats du réseau de NGTL en 2012 tenaient compte d'un RCA de 9,70 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenaient un montant fixe pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Toute variation entre les coûts réels et ceux convenus dans le règlement alors en vigueur était imputable à TransCanada. Tous les autres coûts étaient transférables.

Énergie Est

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

Autres gazoducs au Canada

Le modèle d'exploitation de Foothills pour la période allant de 2012 à 2014 inclusivement prévoit le recouvrement de toutes les composantes coûts transférables des besoins en produits. L'exploitation de TQM est fondée sur un modèle comportant des besoins en produits comprenant des composantes coûts fixes et coûts transférables pour la période allant de 2012 à 2016 inclusivement. Toute variation entre les coûts réels et ceux inclus dans la composante coûts fixes est imputable à TQM.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs de TransCanada aux États-Unis sont des « sociétés gazières » exploitées en vertu des dispositions des lois intitulées *Natural Gas Act of 1938*, *Natural Gas Policy Act of 1978* (« NGA ») et *Energy Policy Act of 2005*, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La NGA confère à la FERC l'autorité sur la construction et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes. La FERC possède également l'autorité de réglementer les tarifs pour le transport de gaz naturel entre les États. Les principaux gazoducs réglementés de la société aux États-Unis sont décrits ci-après.

ANR

Les services de transport et de stockage de gaz naturel d'ANR sont soumis aux tarifs réglementés de la FERC. Ces tarifs prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle ANR peut accorder des remises ou négocier ses tarifs de façon non discriminatoire. Les tarifs d'ANR Pipeline Company sont établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en vigueur pendant toutes les périodes à l'étude, à compter de 1997. 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. Conformément aux exigences de la FERC, Bison a déposé une analyse de ses coûts et produits afin de justifier ses tarifs actuels approuvés et fondés sur les coûts après les trois premières années d'exploitation. Bison a déposé l'étude le 10 avril 2014, que la FERC a acceptée le 20 mai 2014. Pour le moment, Bison 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.

Établissements réglementés au Mexique

Les établissements de TransCanada au Mexique sont assujettis à la réglementation de la CRE et sont exploités conformément aux tarifs approuvés par la CRE. En 2014, TransCanada a adopté la CATR pour tous ses gazoducs au Mexique. Les tarifs ont été établis conformément à des contrats négociés approuvés par la CRE.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	1 001	1 149	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	4	16	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	236	190	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ⁴	–	354	31
Autres ⁵	72	68	s.o.
	1 313	1 777	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 5)	16	42	
	1 297	1 735	
Passifs réglementaires			
Effet des variations de change sur la dette à long terme ⁶	42	84	1-15
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	21	5	1
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ⁷	117	104	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ⁴	64	–	44
Autres ⁵	49	43	s.o.
	293	236	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créiteurs et autres (note 13)	30	7	
	263	229	

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 28 millions de dollars supérieurs en 2014 (76 millions de dollars supérieurs en 2013; 50 millions de dollars inférieurs en 2012) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

³ Ces soldes représentent le montant réglementaire imputé au régime de retraite et aux obligations au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite dans la mesure où ces montants devraient être récupérés auprès des clients dans la tarification future. Les soldes sont exclus de la base tarifaire et ils ne produisent aucun rendement sur le capital investi. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 46 millions de dollars inférieurs en 2014 (171 millions de dollars supérieurs en 2013; 61 millions de dollars inférieurs en 2012) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

- ⁴ Le CALT a été établi conformément à la décision de 2013 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 2013 de l'ONÉ, comprend les variations entre les produits et les coûts. Un solde positif dans le CASD a été réalisé en 2013 et en 2014 et, ainsi que le spécifient la décision de 2013 de l'ONÉ et la décision de 2014 de l'ONÉ, le CASD, déduction faite des revenus incitatifs, a été combiné avec le CALT les 31 décembre 2013 et 2014.
- ⁵ Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 2 millions de dollars supérieurs en 2014 (2 millions de dollars supérieurs en 2013; 66 millions de dollars supérieurs en 2012) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.
- ⁶ 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 l'inclusion de ces gains ou pertes non réalisés dans le bénéfice net.
- ⁷ Selon les modalités du dernier règlement tarifaire d'ANR, cette dernière sera tenue de rembourser à ses clients, aux termes d'un plan de remboursement qui sera approuvé par la FERC dans une future instance tarifaire, les montants du fonds en fiducie des avantages postérieurs au départ à la retraite qui n'ont pas été affectés au paiement d'avantages à ses employés. Ce passif réglementaire représente la différence entre le montant perçu dans les droits et le montant de la charge au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite. ANR peut déposer une nouvelle demande tarifaire, mais elle n'est pas tenue de le faire. Par conséquent, il n'est pas possible de déterminer la période du règlement ni du recouvrement. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 13 millions de dollars supérieurs en 2014 (16 millions de dollars supérieurs en 2013; 8 millions de dollars supérieurs en 2012) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

Le montant total de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction inclus dans l'état consolidé des résultats était de 95 millions de dollars en 2014, de 19 millions de dollars en 2013 et de 15 millions de dollars en 2012.

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 2013	2 635	823	3 458
Variations des taux de change	181	57	238
Solde au 31 décembre 2013	2 816	880	3 696
Variations des taux de change	258	80	338
Solde au 31 décembre 2014	3 074	960	4 034

11. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Projets d'investissement en cours d'aménagement	1 286	571
CAE	272	324
Actifs et charge d'impôts reportés (note 16)	180	225
Prêts et avances ¹	167	183
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 23)	93	112
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	14	16
Autres	692	524
	2 704	1 955

¹ Aux 31 décembre 2014 et 2013, TransCanada détenait un billet à recevoir de respectivement 213 millions de dollars (184 millions de dollars US) et de 226 millions de dollars (212 millions de dollars US) du vendeur de Ravenswood portant intérêt à 6,75 % et échéant en 2040. La tranche à court terme incluse dans les autres actifs à court terme était de 46 millions de dollars (40 millions de dollars US) au 31 décembre 2014 et de 43 millions de dollars (40 millions de dollars US) au 31 décembre 2013.

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)	2014			2013		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Sheerness	585	351	234	585	312	273
Sundance A	225	187	38	225	174	51
	810	538	272	810	486	324

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 52 millions de dollars (52 millions de dollars en 2013 et en 2012). La dotation aux amortissements annuelle prévue pour la période de 2015 à 2017 est de 52 millions de dollars et de 39 millions de dollars pour 2018 et 2019.

12. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens)	2014		2013	
	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	1 540	1,2 %	751	1,2 %
En dollars US (800 \$ US en 2014; 1 025 \$ US en 2013)	927	0,7 %	1 091	0,3 %
	2 467		1 842	

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 facilités de crédit. Le programme de papier commercial et la facilité de TC Keystone ont pris fin en novembre 2013 et le programme de papier commercial TAIL a été mis en œuvre en novembre 2013 pour remplacer le programme de TCPL USA qui a pris fin en avril 2014.

Les billets à payer comprennent également un emprunt à court terme de 170 millions de dollars US, consenti par TC PipeLines, LP le 1^{er} octobre 2014.

Au 31 décembre 2014, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totales de 6,7 milliards de dollars (6,2 milliards de dollars en 2013). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques canadiennes et américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

						exercices clos les		
						31 décembre		
au 31 décembre 2014						2014	2013	2012
Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance	Coût de maintien	(en millions de dollars canadiens)		
3 milliards de dollars	3 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable de TCPL	Décembre 2019	6	4	4	
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable de TCPL USA garantie par TCPL	Novembre 2015	2	1	1	
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 2015	1	–	–	
1,4 milliard de dollars	0,6 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	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)	2014	2013
Fournisseurs	1 624	866
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	749	357
Dividendes à payer	359	338
Passifs d'impôts reportés (note 16)	4	26
Passifs réglementaires (note 9)	30	7
Passifs liés aux actifs destinés à la vente (note 6)	–	5
Autres	130	556
	2 896	2 155

14. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	444	244
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	411	255
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	98	83
Garanties (note 26)	15	18
Autres	84	56
	1 052	656

15. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens)	Dates d'échéance	2014		2013	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA	2015 à 2020	749	10,9 %	874	10,9 %
En dollars US (400 \$ US en 2014 et 2013)	2021	464	9,9 %	425	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2016 à 2041	4 048	5,7 %	4 799	5,7 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (13 526 \$ US en 2014; 12 276 \$ US en 2013)	2015 à 2043	15 655	5,0 %	13 027	5,0 %
		20 916		19 125	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA ²	2016 à 2024	325	11,5 %	378	11,5 %
En dollars US (200 \$ US en 2014 et 2013)	2023	232	7,9 %	213	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2014 et 2013)	2026	38	7,5 %	34	7,5 %
		1 099		1 129	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (432 \$ US en 2014 et 2013)	2021 à 2025	502	8,9 %	459	8,9 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (325 \$ US en 2014 et 2013)	2015 à 2035	377	5,5 %	346	5,5 %
TC PIPELINES, LP					
Emprunt non garanti					
En dollars US (330 \$ US en 2014; 380 \$ US en 2013)	2017	383	1,4 %	404	1,4 %
Facilité à terme non garantie					
En dollars US (500 \$ US en 2014; 500 \$ US en 2013)	2015 à 2018	580	1,4 %	532	1,4 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (350 \$ US en 2014 et 2013)	2021	405	4,7 %	372	4,7 %
		1 368		1 308	
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (316 \$ US en 2014; 335 \$ US en 2013)	2018 à 2030	367	7,8 %	356	7,8 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (20 \$ US en 2014; 24 \$ US en 2013)	2017	23	4,0 %	25	4,0 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang garantis ³					
En dollars US (90 \$ US en 2014; 110 \$ US en 2013)	2018	105	6,1 %	117	6,1 %
		24 757		22 865	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		1 797		973	
		22 960		21 892	

¹ Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant aux titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre des activités gazières réglementées de la société au Canada, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'approuvent les organismes de réglementation. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs.

² Les débentures émises par NGTL, d'un montant de 225 millions de dollars, sont assorties de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger le remboursement d'un maximum de 8 %

du montant en capital alors impayé, majoré des intérêts courus et impayés à certaines dates de remboursement données. Aucun remboursement n'a eu lieu en 2014 ou en 2013.

³ Garanties 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)	2015	2016	2017	2018	2019
Remboursements de capital sur la dette à long terme	1 797	2 225	846	1 766	1 007

Émission de titres d'emprunt à long terme

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

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Février 2014	Billets de premier rang non garantis	Mars 2034	1 250 US	4,63 %
	Octobre 2013	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2023	625 US	3,75 %
	Octobre 2013	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2043	625 US	5,00 %
	Juillet 2013	Billets de premier rang non garantis	Juin 2016	500 US	Variable
	Juillet 2013	Billets à moyen terme	Juillet 2023	450	3,69 %
	Juillet 2013	Billets à moyen terme	Novembre 2041	300	4,55 %
	Janvier 2013	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2016	750 US	0,75 %
	Août 2012	Billets de premier rang non garantis	Août 2022	1 000 US	2,50 %
	Mars 2012	Billets de premier rang non garantis	Mars 2015	500 US	0,88 %
TC PIPELINES, LP					
	Juillet 2013	Facilité à terme non garantie	Juillet 2018	500 US	Variable

Remboursements de titres d'emprunt à long terme

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

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Juin 2014	Débtentures	125	11,10 %
	Février 2014	Billets à moyen terme	300	5,05 %
	Janvier 2014	Billets à moyen terme	450	5,65 %
	Août 2013	Billets de premier rang non garantis	500 US	5,05 %
	Juin 2013	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,00 %
	Mai 2012	Billets de premier rang non garantis	200 US	8,63 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Juin 2014	Débtentures	53	11,20 %
	Décembre 2012	Débtentures	175 US	8,50 %

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Intérêts sur la dette à long terme	1 317	1 216	1 190
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	70	65	63
Intérêts sur la dette à court terme	15	12	16
Intérêts capitalisés	(259)	(287)	(300)
Amortissement et autres charges financières ¹	55	(21)	7
	1 198	985	976

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

La société a effectué des paiements d'intérêt de 1 123 millions de dollars en 2014 (985 millions de dollars en 2013; 966 millions de dollars en 2012) sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des intérêts capitalisés.

16. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Exigibles			
Canada	103	27	167
Pays étrangers	42	16	14
	145	43	181
Reportés			
Canada	309	245	69
Pays étrangers	377	323	216
	686	568	285
Charge d'impôts	831	611	466

Répartition géographique du bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Canada	1 146	1 224	842
Pays étrangers	1 678	1 298	1 096
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 824	2 522	1 938

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 824	2 522	1 938
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	25,0 %	25,0 %	25,0 %
Charge d'impôts prévue	706	631	485
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	129	(13)	41
Taux d'imposition étrangers effectifs supérieurs (inférieurs)	25	33	(12)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(38)	(28)	(27)
Modifications aux lois fiscales	–	(25)	–
Autres	9	13	(21)
Charge d'impôts réelle	831	611	466

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes d'exploitation	1 266	826
Montants reportés	215	223
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	140	–
Instruments financiers	104	–
Autres	248	128
	1 973	1 177
Moins : provision pour moins-value ¹	125	–
	1 848	1 177
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	5 548	4 245
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	648	682
Impôts sur les besoins en produits futurs	253	291
Gains de change non réalisés sur la dette à long terme	–	35
Autres	71	170
	6 520	5 423
Montant net des passifs d'impôts reportés	4 672	4 246

¹ Une provision pour moins-value a été constatée en 2014 lorsque la société a jugé plus probable qu'improbable que l'avantage fiscal lié aux pertes de change non réalisées sur la dette à long terme ne se concrétisera pas dans l'avenir.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à court terme (note 5)	427	119
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	180	225
	607	344
Passifs d'impôts reportés		
Créditeurs et autres (note 13)	4	26
Passifs d'impôts reportés	5 275	4 564
	5 279	4 590
Montant net des passifs d'impôts reportés	4 672	4 246

Au 31 décembre 2014, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 1 131 millions de dollars (1 026 millions de dollars en 2013) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2015 à 2034.

Au 31 décembre 2014, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 2 267 millions de dollars US (1 432 millions de dollars US en 2013) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2028 à 2034.

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 236 millions de dollars au 31 décembre 2014 (182 millions de dollars en 2013).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2014, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 109 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 202 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2013; remboursements de 190 millions de dollars, déduction faite des versements, en 2012).

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)	2014	2013	2012
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	23	49	52
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	3	3	2
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(8)	(28)	(6)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	1	2	9
Caducité des délais de prescription	(1)	(3)	(8)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	18	23	49

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 significative 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 2009 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 2014 comprend la reprise de 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (augmentation de 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2013; reprise de 2 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2012). Au 31 décembre 2014, la société avait constaté 5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (6 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2013).

17. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens)	Date d'échéance	2014		2013	
		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 2014 et 2013)	2067	1 160	6,5 %	1 063	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)	2014	2013
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	1 479	1 323
Participation sans contrôle dans Portland	104	94
Actions privilégiées de TCPL	–	194
	1 583	1 611

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)	2014	2013	2012
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	136	93	91
Participation sans contrôle dans Portland	15	12	5
Actions privilégiées de TCPL	2	20	22
	153	125	118

En 2014, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP a été portée de 71,1 % à 71,7 % à la suite de l'émission de parts ordinaires dans TC PipeLines, LP en faveur de participations sans contrôle. Entre mai 2013

et août 2014, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP était de 71,1 % et, entre mai 2011 et mai 2013, elle était de 66,7 %.

Au 31 décembre 2014, la participation sans contrôle dans Portland représentait la participation de 38,3 % (38,3 % aux 31 décembre 2013 et 2012) non détenue par TransCanada.

Le 15 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 5 mars 2014, TCPL a racheté les 4 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série Y en circulation au prix de 50 \$ l'action majoré de 0,2455 \$ représentant les dividendes courus et impayés à la date de rachat.

En 2014, TransCanada a tiré des honoraires de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2013 et 2012) et de 8 millions de dollars (7 millions de dollars en 2013 et en 2012) 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 2012	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
Exercice d'options	1 221	53
En circulation au 31 décembre 2014	708 662	12 202

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 – de base et dilué

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. Le nombre moyen pondéré d'actions supérieur utilisé pour le calcul du bénéfice dilué par action s'explique par les options pouvant être exercées aux termes du régime d'options sur actions de TransCanada.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)	2014	2013	2012
De base	708,0	706,7	704,6
Dilué	709,6	707,7	705,7

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 2012	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
Attribuées	2 292	49,03 \$	
Exercées	(1 221)	43,00 \$	
En cours au 31 décembre 2014	8 464	43,17 \$	4 902

Les options sur actions en cours au 31 décembre 2014 se présentent 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 \$	1 410	33,85 \$	1,7	1 410	33,85 \$	1,7
36,90 \$ à 41,65 \$	1 101	38,24 \$	3,1	1 101	38,24 \$	3,1
41,95 \$ à 45,29 \$	1 819	42,04 \$	4,2	1 464	42,02 \$	4,2
47,09 \$	1 842	47,09 \$	5,1	847	47,09 \$	5,1
49,03 \$	2 292	49,03 \$	6,2	80	49,03 \$	6,2
	8 464	43,17 \$	4,3	4 902	39,81 \$	3,3

Au 31 décembre 2014, 8,2 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 5,54 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 (5,74 \$ en 2013; 5,08 \$ en 2012). 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 :

exercices clos les 31 décembre	2014	2013	2012
Durée (en années)	6,0	6,0	5,9
Taux d'intérêt	1,8 %	1,7 %	1,6 %
Volatilité ¹	17 %	18 %	19 %
Rendement de l'action	3,8 %	3,7 %	4,2 %
Taux d'extinction	5 %	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 9 millions de dollars en 2014 (6 millions de dollars en 2013; 5 millions de dollars en 2012).

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)	2014	2013	2012
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	68 \$	25 \$	18 \$
Juste valeur des actions aux droits acquis	113 \$	65 \$	49 \$
Total des actions aux droits acquis	2,0 millions	1,3 million	1,0 million

Au 31 décembre 2014, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 85 millions de dollars et la valeur intrinsèque totale des options en cours était de 118 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.

20. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

aux 31 décembre	Nombre d'actions autorisées et en circulation	Rende- ment actuel	Dividende annuel par action ¹	Prix de rachat par action ²	Date de rachat et d'option de conversion ^{2,3}	Droit de convertir en ^{3,4}	2014	2013
	(en milliers)						(en millions de dollars canadiens) ⁶	(en millions de dollars canadiens) ⁶
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif⁵								
Série 1	9 498	3,27 %	0,82 \$	25,00 \$	31 décembre 2019	Série 2	233	539
Série 2	12 502	Variable ⁷	Variable	25,50 \$	31 décembre 2019	Série 1	306	–
Série 3	14 000	4,00 %	1,00 \$	25,00 \$	30 juin 2015	Série 4	343	343
Série 5	14 000	4,40 %	1,10 \$	25,00 \$	30 janvier 2016	Série 6	342	342
Série 7	24 000	4,00 %	1,00 \$	25,00 \$	30 avril 2019	Série 8	589	589
Série 9	18 000	4,25 %	1,06 \$	25,00 \$	30 octobre 2019	Série 10	442	–
							2 255	1 813

¹ Le porteur a droit à un dividende préférentiel trimestriel fixe cumulatif, lorsqu'il sera déclaré par le conseil, exception faite des actions privilégiées de série 2. Les porteurs des actions privilégiées de série 2 ont droit à des dividendes préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable, lorsqu'ils seront déclarés par le conseil.

² Les actions privilégiées de série 2 sont rachetables par TransCanada en tout temps à 25,50 \$ l'action plus tous les dividendes courus et impayés à cette date d'option de rachat, à moins que ces actions ne soient rachetées à une date d'option de rachat désignée, ou à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite, auquel cas elles sont rachetables à 25,00 \$ l'action plus tous les dividendes courus et impayés. Pour toutes les autres séries d'actions privilégiées, TransCanada peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.

³ Sous réserve de certaines conditions, le porteur aura le droit de convertir ses actions privilégiées de premier rang d'une série donnée en actions privilégiées de premier rang d'une autre série donnée à la date d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.

⁴ Exception faite des actions privilégiées de série 1, si elles sont converties, les porteurs d'actions de chaque série auront droit à des dividendes par action préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable en fonction d'un taux annualisé égal au taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 1,92 % (série 2), 1,28 % (série 4), 1,54 % (série 6), 2,38 % (série 8) et 2,35 % (série 10). Les porteurs d'actions privilégiées de série 1 auront droit à des dividendes préférentiels trimestriels cumulatifs fixes s'ils convertissent leurs actions.

⁵ Exception faite des actions privilégiées de série 2, et lorsque l'option de rachat ou de conversion n'est pas exercée à une date de conversion désignée, le taux des dividendes préférentiels fixes cumulatifs trimestriels sera révisé à la date de rachat et d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite pour correspondre à un taux annualisé égal au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans majoré de 1,92 % (série 1), 1,28 % (série 3), 1,54 % (série 5), 2,38 % (série 7) et 2,35 % (série 9). Les porteurs d'actions privilégiées de série 2 auront droit à des dividendes préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable.

⁶ Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.

⁷ À compter du 31 décembre 2014, le taux variable des dividendes trimestriels des actions privilégiées de série 2 est de 2,82 % et il sera révisé chaque trimestre.

En 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 25,00 \$ l'action, pour un produit brut de 450 millions de dollars.

Au 31 décembre 2014, les porteurs de 12 501 577 actions privilégiées de série 1 ont exercé leur option de conversion en des actions privilégiées de série 2 et de recevoir des dividendes préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable à un taux égal au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours majoré de 1,92 % jusqu'au 31 décembre 2019. Le taux variable de dividende trimestriel pour les actions privilégiées de série 2 pour la première période de dividende à taux variable (soit la période à compter du 31 décembre 2014 jusqu'au 31 mars 2015 exclusivement) est de 2,82 % par an et sera révisé

chaque trimestre. Des dividendes trimestriels fixes, en fonction d'un taux de dividende fixe annuel de 3,27 %, seront versés trimestriellement sur les 9 498 423 actions privilégiées de série 1 sur une période de cinq ans à compter du 31 décembre 2014.

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 2014 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de change sur les investissements nets dans des établissements étrangers	462	55	517
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(373)	97	(276)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(118)	49	(69)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(95)	40	(55)
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(146)	44	(102)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	25	(7)	18
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(272)	68	(204)
Autres éléments du résultat étendu	(517)	346	(171)

exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de change 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 liés aux 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 de change 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 liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(93)	23	(70)
Autres éléments du résultat étendu	67	(87)	(20)

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 2012	(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 reclassement ²	78	71	67	219	435
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	–	41	23	15	79
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	78	112	90	234	514
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2013	(629)	(4)	(197)	(104)	(934)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement²	111	(69)	(102)	(206)	(266)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu³	–	(55)	18	2	(35)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	111	(124)	(84)	(204)	(301)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2014	(518)	(128)	(281)	(308)	(1 235)

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 130 millions de dollars en 2014 (gains de 66 millions de dollars en 2013; pertes de 21 millions de dollars en 2012).

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 95 millions de dollars (55 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2014. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ¹			Poste visé à l'état consolidé des résultats
	2014	2013	2012	
Couvertures de flux de trésorerie				
Installations énergétiques et gaz naturel	111	(44)	(201)	Produits (Énergie)
Intérêts	(16)	(16)	(18)	Intérêts débiteurs
	95	(60)	(219)	Total avant les impôts
	(40)	19	81	Charge d'impôts
	55	(41)	(138)	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement de la perte actuarielle et du coût des services passés ²	(25) 7	(34) 11	(22) –	² Charge d'impôts
	(18)	(23)	(22)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations				Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(2)	(20)	5	
	–	5	(2)	Charge d'impôts
	(2)	(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 2013 et 2012).

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 12 ans au 31 décembre 2014 (11 ans en 2013; 12 ans en 2012). En 2014, la société a passé en charges un montant de 37 millions de dollars (29 millions de dollars en 2013; 24 millions de dollars en 2012) 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)	2014	2013	2012
Régimes PD	73	79	83
Autres régimes d'avantages sociaux	6	6	7
Régimes d'épargne et CD	37	29	24
	116	114	114

Les lois canadiennes sur les régimes de retraite en vigueur permettent la capitalisation partielle pour satisfaire aux exigences liées à la solvabilité sur un certain nombre d'années par le truchement de lettres de crédit en remplacement des cotisations en espèces, jusqu'à certains seuils. Ainsi, en plus des cotisations en espèces susmentionnées, en 2014, la société a fourni une lettre de crédit de 47 millions de dollars pour le régime PD canadien (59 millions de dollars en 2013; 48 millions de dollars en 2012), pour un total de 181 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2014.

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		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2014	2013	2014	2013
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	2 224	2 142	191	186
Coût des services rendus	85	84	2	2
Intérêts débiteurs	113	96	10	7
Cotisations des employés	4	4	–	–
Prestations versées	(102)	(83)	(7)	(7)
Perte (gain) actuariel(le)	302	(39)	14	(2)
Variations du taux de change	32	20	6	5
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	2 658	2 224	216	191
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	2 152	1 825	35	32
Rendement réel des actifs des régimes	246	313	2	2
Cotisations de l'employeur ²	73	79	6	6
Cotisations des employés	4	4	–	–
Prestations versées	(102)	(83)	(7)	(7)
Variations du taux de change	25	14	3	2
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	2 398	2 152	39	35
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(260)	(72)	(177)	(156)

¹ L'obligation au titre des prestations pour les régimes à prestations déterminées de la société représente l'obligation au titre des prestations projetées. L'obligation au titre des prestations pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société représente l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

² À l'exclusion de lettres de crédit de 181 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (134 millions de dollars en 2013).

Les montants constatés au bilan de la société au titre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2014	2013	2014	2013
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	-	-	14	16
Créditeurs et autres (note 13)	-	-	(7)	-
Autres passifs à long terme (note 14)	(260)	(72)	(184)	(172)
	(260)	(72)	(177)	(156)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et dans la juste valeur des actifs des régimes susmentionnés.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2014	2013	2014	2013
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(2 658)	(2 224)	(191)	(172)
Juste valeur des actifs des régimes	2 398	2 152	-	-
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(260)	(72)	(191)	(172)

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 2 437 millions de dollars au 31 décembre 2014 (2 039 millions de dollars en 2013).

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)	2014	2013
Obligation au titre des prestations constituées	(2 437)	(2 039)
Juste valeur des actifs des régimes	2 398	2 152
Situation de capitalisation – (déficit) surplus des régimes	(39)	113

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Obligation au titre des prestations constituées	(715)	(569)
Juste valeur des actifs des régimes	597	537
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(118)	(32)

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 ciblée¹
	2014	2013	2014
Titres d'emprunt	31 %	31 %	25 % à 35 %
Titres de participation	69 %	69 %	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)	2014	2013	Pourcentage des actifs des régimes	
			2014	2013
Titres d'emprunt	1	2	0,1 %	0,1 %
Titres de participation	1	2	0,1 %	0,1 %

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

Tous les placements sont évalués à leur juste valeur au moyen des prix du marché. Lorsqu'il n'est pas possible de déterminer facilement la juste valeur par voie de référence aux prix généralement offerts, la juste valeur est déterminée au moyen de l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie ajustée en fonction du risque et par comparaison à des actifs semblables cotés en bourse. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 1 est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 2 est déterminée au moyen de techniques d'évaluation, notamment des modèles d'établissement du prix des options et l'extrapolation de données importantes, qui peuvent être observées, directement ou indirectement. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 3 est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais 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	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	20	17	–	–	–	–	20	17	1 %	1 %
Titres de participation :										
Canada	361	474	142	170	–	–	503	644	21 %	29 %
États-Unis	516	423	35	37	–	–	551	460	23 %	21 %
International	218	36	147	330	–	–	365	366	15 %	17 %
Mondial	–	–	141	14	–	–	141	14	6 %	1 %
Marchés émergents	7	–	80	–	–	–	87	–	3 %	–
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	–	–	218	190	–	–	218	190	9 %	9 %
Provincial	–	–	180	154	–	–	180	154	7 %	7 %
Municipal	–	–	7	6	–	–	7	6	–	–
Entreprises	–	–	76	77	–	–	76	77	3 %	3 %
Obligations des États-Unis :										
État	–	–	47	33	–	–	47	33	2 %	2 %
Entreprises	–	–	59	48	–	–	59	48	2 %	2 %
International :										
Entreprises	–	–	14	20	–	–	14	20	1 %	1 %
Titres adossés à des créances immobilières	–	–	39	26	–	–	39	26	2 %	1 %
Autres placements :										
Fonds de capital-investissement	–	–	–	–	13	18	13	18	–	1 %
Dépôts	117	114	–	–	–	–	117	114	5 %	5 %
	1 239	1 064	1 185	1 105	13	18	2 437	2 187	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 2012	19
Achats et ventes	(4)
Gains réalisés et non réalisés	3
Solde au 31 décembre 2013	18
Achats et ventes	(7)
Gains réalisés et non réalisés	2
Solde au 31 décembre 2014	13

En 2015, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 70 millions de dollars, alors que ses cotisations aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite ainsi qu'au régime d'épargne et aux régimes CD seront d'environ respectivement 7 millions de dollars et 36 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 35 millions de dollars pour le régime PD canadien afin de satisfaire aux exigences liées à la solvabilité.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

(en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
2015	102	8
2016	108	8
2017	114	9
2018	120	9
2019	127	10
Période de 2020 à 2024	728	51

Le taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est fondé sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2014. Cette courbe de rendement est utilisée pour déterminer les taux au comptant qui varient en fonction de la durée des obligations. Les flux de trésorerie futurs estimatifs relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ont été appariés aux taux correspondants de la courbe des taux au comptant afin d'obtenir un taux d'actualisation moyen pondéré.

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations et avantages sont les suivantes :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2014	2013	2014	2013
Taux d'actualisation	4,15 %	4,95 %	4,20 %	5,00 %
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			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Taux d'actualisation	4,95 %	4,35 %	5,05 %	5,00 %	4,35 %	5,10 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,90 %	6,70 %	6,70 %	4,60 %	4,60 %	6,40 %
Taux de croissance de la rémunération	3,15 %	3,15 %	3,15 %	–	–	–

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des estimations futures quant au niveau et à la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actifs, la composition des actifs ainsi que les paiements de prestations prévus à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux moyen de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 7,5 % pour 2015. 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	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite	14	(12)

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Coût des services rendus	85	84	66	2	2	2
Intérêts débiteurs	113	96	94	10	7	8
Rendement prévu des actifs des régimes	(139)	(120)	(113)	(2)	(2)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle	21	30	18	2	2	1
Amortissement du coût des services passés	2	2	2	–	–	1
Amortissement de l'actif réglementaire	18	30	19	1	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	–	2	2	2
Coût net des avantages constatés	100	122	86	15	12	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)	2014		2013		2012	
	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	354	40	236	32	362	33
Coût des prestations au titre des services passés	2	1	3	1	5	2
	356	41	239	33	367	35

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 2015 s'établissent à respectivement 27 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 2015 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)	2014		2013		2012	
	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	(21)	(2)	(30)	(2)	(19)	(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	137	9	(96)	–	99	5
	114	7	(128)	(2)	78	4

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

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

- Contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future. 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 pipelines de liquides et de l'énergie est générée en dollars US et, de ce fait, la fluctuation de la devise canadienne comparativement à la devise américaine peut influencer sur le bénéfice net de 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 peuvent être attribuables à certains de ses actifs réglementés, en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Le cas échéant, certains des gains et des pertes réalisés sur ces instruments dérivés seraient 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.

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 et de taux d'intérêt, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2014	2013
Valeur comptable	17 000 (14 700 US)	14 200 (13 400 US)
Juste valeur	19 000 (16 400 US)	16 000 (15 000 US)

Instruments dérivés désignés comme couverture de l'investissement net

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2014		2013	
	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 2015 à 2019) ²	(431)	2 900 US	(201)	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2015)	(28)	1 400 US	(11)	850 US
	(459)	4 300 US	(212)	4 650 US

¹ Les justes valeurs se rapprochent des valeurs comptables.

² Les intérêts débiteurs de 2014 comprennent des gains réalisés nets de 21 millions de dollars (gains de 29 millions de dollars en 2013) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Autres actifs à court terme (note 5)	5	5
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	1	–
Créditeurs et autres (note 13)	(155)	(50)
Autres passifs à long terme (note 14)	(310)	(167)
	(459)	(212)

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 aucune certitude que ces mesures puissent protéger la société contre des pertes importantes.

Au 31 décembre 2014, 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 d'identification spécifique. Au 31 décembre 2014, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur ni aucune créance irrécouvrable importante au cours de l'exercice. La concentration du risque de crédit de la société à recevoir d'une contrepartie donnée était de 258 millions de dollars (222 millions de dollars US) et de 240 millions de dollars (225 millions de dollars US) respectivement aux 31 décembre 2014 et 2013. 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 d'exécution liés aux établissements financiers puisque ces derniers détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

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 exemptions comptables.

Justes valeurs 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 ils seraient classés au niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014		2013	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billets à recevoir et autres ¹	213	263	226	269
Actifs disponibles à la vente ²	62	62	47	47
Dette à court terme et à long terme ^{3,4} (note 15)	(24 757)	(28 713)	(22 865)	(26 134)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	(1 160)	(1 157)	(1 063)	(1 093)
	(25 642)	(29 545)	(23 655)	(26 911)

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 400 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2013) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

⁴ Le bénéfice net consolidé de 2014 comprend des pertes de 3 millions de dollars (pertes de 5 millions de dollars en 2013) 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 400 millions de dollars US au 31 décembre 2014 (200 millions de dollars US en 2013). 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.

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 bénéficière 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 certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture 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 présenté puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup 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)	2014	2013
Autres actifs à court terme (note 5)	409	395
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	93	112
Créditeurs et autres (note 13)	(749)	(357)
Autres passifs à long terme (note 14)	(411)	(255)
	(658)	(105)

Sommaire des instruments dérivés pour 2014

Le sommaire ci-après n'inclut pas les couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

(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	362 \$	69 \$	1 \$	4 \$
Passifs	(391)\$	(103)\$	(32)\$	(4)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	42 097	60	–	–
Ventes	35 452	38	–	–
En dollars US	–	–	1 374 US	100 US
Pertes nettes non réalisées de l'exercice ⁴	(5)\$	(35)\$	(20)\$	– \$
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	(39)\$	11 \$	(28)\$	– \$
Dates d'échéance	2015-2019	2015-2020	2015	2015-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	57 \$	– \$	– \$	3 \$
Passifs	(163)\$	– \$	– \$	(2)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	11 120	–	–	–
Ventes	3 977	–	–	–
En dollars US	–	–	–	550 US
Gains nets réalisés de l'exercice ⁴	130 \$	– \$	– \$	4 \$
Dates d'échéance	2015-2019	–	–	2015-2018

¹ La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

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 en GWh et en Gpi³ respectivement.

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 3 millions de dollars et une valeur nominale de 400 millions de dollars US. En 2014, le

montant des gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur s'établissait à 7 millions de dollars et était inclus dans les intérêts débiteurs. En 2014, 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 2014, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

Sommaire des instruments dérivés pour 2013

Le sommaire ci-après n'inclut pas les couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

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

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 5 millions de dollars et une valeur nominale de 200 millions de dollars US. En 2013, le montant des gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur s'établissait à 6 millions de dollars et était 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.

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

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2014	2013
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Électricité	(126)	117
Gaz naturel	(2)	(1)
Change	10	5
	(118)	121
Reclassement des (pertes) et des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Électricité ²	(114)	40
Gaz naturel ²	3	4
Intérêts ³	16	16
	(95)	60
(Pertes) gains sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Électricité	(13)	8
	(13)	8

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

² Montant constaté dans les produits du secteur de l'énergie à l'état consolidé des résultats.

³ Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. 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 2014 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Électricité	419	(330)	89
Gaz naturel	69	(57)	12
Change	7	(7)	–
Intérêts	7	(1)	6
	502	(395)	107
Instruments dérivés – passifs			
Électricité	(554)	330	(224)
Gaz naturel	(103)	57	(46)
Change	(497)	7	(490)
Intérêts	(6)	1	(5)
	(1 160)	395	(765)

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

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 :

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 2014, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 459 millions de dollars (67 millions de dollars en 2013) et des lettres de crédit de 26 millions de dollars (85 millions de dollars en 2013). La société détenait une garantie en trésorerie de 1 million de dollars (11 millions de dollars en 2013)

et des lettres de crédit de 1 million de dollars (32 millions de dollars en 2013) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2014.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2014, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 15 millions de dollars (16 millions de dollars en 2013), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2013) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2014, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 15 millions de dollars (16 millions de dollars en 2013). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie des justes valeurs

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation.
Niveau 2	<p>Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement.</p> <p>Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.</p> <p>Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche bénéfices 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	Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible et les données peuvent comprendre des évaluations de courtiers à long terme.

Les prix de l'électricité à long terme peuvent aussi être estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui tient compte de certaines caractéristiques physiques d'exploitation des centrales se trouvant dans les marchés où la société exerce ses activités. Le modèle utilise des données fondamentales du marché, telles que le prix du combustible, les ajouts et les retraits d'approvisionnements en électricité, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes liées au transport. Les prix du gaz naturel à long terme en Amérique du Nord peuvent être estimés en fonction de perspectives relatives à l'offre et à la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. Toute baisse importante des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel, toute hausse de l'offre d'électricité ou de gaz naturel ou un petit nombre de transactions sur des marchés à plus faible liquidité devraient ou pourraient donner lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le niveau 3.

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.

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 2014, est classée comme suit :

au 31 décembre 2014 (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	–	417	2	419
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	40	24	5	69
Contrats de change	–	7	–	7
Contrats sur taux d'intérêt	–	7	–	7
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	(551)	(3)	(554)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(86)	(17)	–	(103)
Contrats de change	–	(497)	–	(497)
Contrats sur taux d'intérêt	–	(6)	–	(6)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	–	62	–	62
	(46)	(554)	4	(596)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

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.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés dans le niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2014	2013
Solde au début de l'exercice	1	(2)
Transferts du niveau 3	–	(2)
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	3	(1)
Total des gains comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	–	6
Solde à la fin de l'exercice¹	4	1

¹ Les produits du secteur de l'énergie comprennent des gains non réalisés de 3 millions de dollars (néant en 2013) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2014.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 1 million de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 décembre 2014.

24. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	2012
(Augmentation) diminution des débiteurs	(189)	(54)	67
(Augmentation) diminution des stocks	(28)	(30)	27
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	(385)	40	66
Augmentation (diminution) des créditeurs et autres	377	(290)	127
Augmentation des intérêts courus	36	8	–
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(189)	(326)	287

25. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Énergie

Énergie solaire en Ontario

Dans le cadre d'une convention d'achat conclue en 2011 avec Canadian Solar Solutions Inc., TransCanada a réalisé l'acquisition de trois centrales d'énergie solaire en Ontario en contrepartie de 181 millions de dollars en septembre 2014 et s'est portée acquéreur d'une quatrième centrale au prix de 60 millions de dollars en décembre 2014. En 2013, TransCanada a réalisé l'acquisition de quatre centrales d'énergie solaire en contrepartie de 216 millions de dollars. L'investissement total de la société dans les huit centrales d'énergie solaire est de 457 millions de dollars. Toute l'électricité produite par les centrales d'énergie solaire est vendue à l'Office de l'électricité de l'Ontario aux termes de CAE de 20 ans.

Cancarb

Le 15 avril 2014, TransCanada a vendu Cancarb Limited et son installation connexe de production d'électricité pour un produit brut global de 190 millions de dollars. Un complément d'information sur cette vente est présenté à la note 6.

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 les passifs acquis à leur juste valeur et l'opération n'a donné lieu à aucun écart d'acquisition. TransCanada a commencé à consolider les résultats de CrossAlta dès la réalisation de l'opération. 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

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

En 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 supplémentaire 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.

Gas Pacifico/INNERGY

Le 26 novembre 2014, TransCanada a vendu ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 30 % dans Gas Pacifico et INNERGY pour un produit brut global de 9 millions de dollars et constaté un gain de 9 millions de dollars (8 millions de dollars après les impôts).

26. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Contrats de location-exploitation

Déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, les versements annuels futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux, services et matériel 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
2015	348	48	300
2016	335	47	288
2017	335	48	287
2018	250	27	223
2019	232	23	209
2020 et par la suite	407	20	387
	1 907	213	1 694

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 cinq ans. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2014 se sont élevées à 114 millions de dollars (98 millions de dollars en 2013; 84 millions de dollars en 2012).

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 fixes au titre de ces CAE ont été inclus dans le tableau qui précède. Les paiements variables ont été exclus puisque ces paiements dépendent de la capacité disponible des centrales et d'autres facteurs. La quote-part de TransCanada des paiements aux termes des CAE en 2014 était de 391 millions de dollars (242 millions de dollars en 2013; 238 millions de dollars en 2012). Les capacités de production et les dates d'échéance des CAE s'établissent comme suit :

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

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

Au 31 décembre 2014, TransCanada devait engager, dans le secteur des gazoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,9 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars en 2013), principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoducs au Mexique et à d'autres projets de gazoducs.

Au 31 décembre 2014, la société devait engager, dans le secteur des pipelines de liquides, des dépenses en immobilisations totalisant environ 1,8 milliard de dollars (2,5 milliards de dollars en 2013) principalement pour les coûts de construction des pipelines Keystone XL, Grand Rapids et Northern Courier.

Au 31 décembre 2014, la société devait engager, dans le secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations d'environ 0,2 milliard de dollars (0,1 milliard de dollars en 2013) se rapportant principalement aux dépenses en immobilisations pour la centrale de Napanee.

Éventualités

TransCanada est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2014, la société avait constaté quelque 31 millions de dollars (32 millions de dollars en 2013; 37 millions de dollars en 2012) relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent la valeur actualisée de l'estimation du montant qu'elle prévoit engager dans l'avenir pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état 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 son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »), ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs. En outre, TransCanada et BPC ont individuellement garanti 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 et solidairement, ii) conjointement ou iii) solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par 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	2014		2013	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019 ²	634	6	740	8
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	104	14	51	10
		738	20	791	18

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

Le 12 janvier 2015, TCPL a procédé à la clôture de son placement de billets de premier rang à 1,88 % échéant le 12 janvier 2018 pour un montant de 500 millions de dollars US et de billets de premier rang à taux variable échéant le 12 janvier 2018 pour un montant de 250 millions de dollars US.

Renseignements complémentaires

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES ET ANNUELLES CONSOLIDÉES

	Premier	Deuxième	Troisième	Quatrième	Annuel
Bourse de Toronto (symbole boursier TRP)					
2014 (en dollars)					
Haut	50,97	51,89	63,86	58,18	63,86
Bas	47,14	49,34	50,38	49,30	47,14
Clôture	50,25	50,93	57,68	57,10	57,10
Volume (en millions d'actions)	58,6	58,9	104,7	115,0	337,2
2013 (en dollars)					
Haut	50,08	51,21	48,48	48,93	51,21
Bas	46,80	44,62	44,75	43,94	43,94
Clôture	48,50	45,28	45,25	48,54	48,54
Volume (en millions d'actions)	76,9	85,8	64,3	68,9	295,9
2012 (en dollars)					
Haut	44,75	43,80	46,29	47,44	47,44
Bas	40,34	41,47	42,73	43,16	40,34
Clôture	42,83	42,67	44,74	47,02	47,02
Volume (en millions d'actions)	95,4	79,3	78,5	66,0	319,2
2011 (en dollars)					
Haut	39,64	43,72	43,23	44,74	44,74
Bas	36,10	38,95	37,00	39,25	36,10
Clôture	39,31	42,35	42,54	44,53	44,53
Volume (en millions d'actions)	106,9	85,9	107,4	120,6	420,8
2010 (en dollars)					
Haut	37,87	38,16	38,88	39,28	39,28
Bas	33,96	30,01	35,50	35,49	30,01
Clôture	37,22	35,61	38,17	37,99	37,99
Volume (en millions d'actions)	91,8	93,5	89,2	108,1	382,6
Bourse de New York (symbole boursier TRP)					
2014 (en dollars US)					
Haut	45,81	48,13	58,40	51,84	58,40
Bas	42,21	44,78	47,24	43,71	42,21
Clôture	45,52	47,72	51,53	49,10	49,10
Volume (en millions d'actions)	31,9	29,5	88,2	99,5	249,0
2013 (en dollars US)					
Haut	49,64	49,65	46,79	46,45	49,65
Bas	45,80	42,39	42,59	42,41	42,39
Clôture	47,89	43,11	43,94	45,66	45,66
Volume (en millions d'actions)	33,3	38,2	30,3	27,9	129,7
2012 (en dollars US)					
Haut	45,07	44,50	47,02	47,78	47,78
Bas	39,74	39,87	41,68	43,54	39,74
Clôture	43,00	41,90	45,50	47,32	47,32
Volume (en millions d'actions)	39,7	29,2	20,1	20,0	109,0
2011 (en dollars US)					
Haut	40,76	45,09	44,08	44,38	45,09
Bas	36,12	40,37	37,29	37,58	36,12
Clôture	40,53	43,84	40,49	43,67	43,67
Volume (en millions d'actions)	30,3	23,8	51,6	48,5	154,2
2010 (en dollars US)					
Haut	37,11	38,01	37,75	38,59	38,59
Bas	31,58	25,80	32,86	34,77	25,80
Clôture	36,76	33,43	37,12	38,04	38,04
Volume (en millions d'actions)	17,8	23,8	19,7	23,6	84,9

Points saillants des résultats financiers des cinq derniers exercices

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2014	2013	2012	2011	2010
État des résultats					
Produits	10 185	8 797	8 007	7 839	6 852
BAlIA					
Gazoducs	3 250	2 908	2 741	2 875	2 670
Pipelines de liquides	1 059	752	698	587	—
Énergie	1 360	1 406	862	1 119	976
Siège social	(127)	(108)	(97)	(86)	(99)
	5 542	4 958	4 204	4 495	3 547
Amortissement	(1 611)	(1 485)	(1 375)	(1 328)	(1 160)
BAlI	3 931	3 473	2 829	3 167	2 387
Intérêts débiteurs et autres	(1 107)	(951)	(891)	(882)	(607)
Impôts sur le bénéfice	(831)	(611)	(466)	(575)	(387)
Bénéfice net	1 993	1 911	1 472	1 710	1 393
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(153)	(125)	(118)	(129)	(115)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 840	1 786	1 354	1 581	1 278
Dividendes sur les actions privilégiées	(97)	(74)	(55)	(55)	(45)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 743	1 712	1 299	1 526	1 233
Résultat comparable	1 715	1 584	1 330	1 559	1 357
BAlIA comparable	5 521	4 859	4 245	4 544	3 686
État des flux de trésorerie					
Fonds provenant de l'exploitation (Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	4 268 (189)	4 000 (326)	3 284 287	3 451 235	3 161 (285)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 079	3 674	3 571	3 686	2 876
Dépenses en immobilisations	3 550	4 264	2 595	2 513	4 376
Projets d'investissement en cours d'aménagement	807	488	3	16	—
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	241	216	214	—	—
Dividendes en trésorerie sur les actions ordinaires et les actions privilégiées	1 439	1 356	1 281	1 016	754
Bilan					
Actif					
Immobilisations corporelles	41 774	37 606	33 713	32 467	30 987
Total de l'actif	58 947	53 898	48 396	47 338	45 249
Structure du capital					
Dette à long terme	24 757	22 865	18 913	18 659	18 016
Billets subordonnés de rang inférieur	1 160	1 063	994	1 016	993
Actions privilégiées	2 255	1 813	1 224	1 224	1 224
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	16 815	16 712	15 687	15 570	15 133

	2014	2013	2012	2011	2010
Données par action ordinaire					
Bénéfice net – de base	2,46 \$	2,42 \$	1,84 \$	2,17 \$	1,79 \$
– dilué	2,46 \$	2,42 \$	1,84 \$	2,17 \$	1,78 \$
Résultat comparable par action	2,42 \$	2,24 \$	1,89 \$	2,22 \$	1,96 \$
Dividendes déclarés	1,92 \$	1,84 \$	1,76 \$	1,68 \$	1,60 \$
Valeur comptable ^{1,2}	23,73 \$	23,62 \$	22,24 \$	22,12 \$	21,74 \$
Cours					
Bourse de Toronto (en dollars CA)					
Haut	63,86	51,21	47,44	44,74	39,28
Bas	47,14	43,94	40,34	36,10	30,01
Clôture	57,10	48,54	47,02	44,53	37,99
Volume (en millions d'actions)	337,20	295,90	319,20	420,80	382,60
Bourse de New York (en dollars US)					
Haut	58,40	49,65	47,78	45,09	38,59
Bas	42,21	42,39	39,74	36,12	25,80
Clôture	49,10	45,66	47,32	43,67	38,04
Volume (en millions d'actions)	249,00	129,70	109,00	154,20	84,94
Actions ordinaires en circulation (en millions)					
Moyenne de l'exercice	708,0	706,7	704,6	701,6	690,5
Fin de l'exercice	708,7	707,4	705,5	703,9	696,2
Actionnaires ordinaires inscrits ¹	30 513	31 300	31 449	32 113	32 639
Données par action privilégiée (en dollars)					
Dividendes déclarés :					
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de séries 1, 3, 5, 7 et 9 ³	5,34 \$	4,16 \$	3,25 \$	3,25 \$	2,60 \$
Ratios financiers					
Taux de rendement des actions ^{4,5}	3,4 %	3,8 %	3,7 %	3,8 %	4,2 %
Multiple cours/bénéfice ^{5,6}	23,2	20,1	25,5	20,5	21,2
Multiple cours/valeur comptable ^{2,5}	2,4	2,1	2,1	2,0	1,7
Ratio de la dette sur la dette plus les capitaux propres ⁷	61 %	59 %	56 %	56 %	56 %
Rendement total pour les actionnaires ⁸	22,0 %	7,2 %	9,9 %	22,2 %	9,7 %
Ratio du bénéfice sur les charges fixes ⁹	2,8	2,8	2,2	2,6	1,9

¹ Aux 31 décembre.

² Le multiple cours/valeur comptable est calculé en divisant le cours de l'action ordinaire par la valeur comptable de l'action ordinaire, calculée en divisant les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires par le nombre d'actions ordinaires en circulation au 31 décembre.

³ Des actions privilégiées de séries 1, 3, 5, 7 et 9 ont été émises respectivement en septembre 2009, mars 2010, juin 2010, mars 2013 et janvier 2014, et elles sont assorties d'un taux de dividende annuel de respectivement 1,15 \$, 1,00 \$, 1,10 \$, 1,00 \$ et 1,09 \$ par action. Le premier dividende trimestriel pour chaque série a été versé respectivement en décembre 2009, juin 2010, novembre 2010, avril 2013 et janvier 2014.

⁴ Le taux de rendement des actions est calculé en divisant les dividendes déclarés par action ordinaire pendant l'exercice par le cours de l'action ordinaire au 31 décembre.

⁵ Le cours de l'action ordinaire correspond au prix de l'action sur le marché tel qu'il est affiché à la Bourse de Toronto le 31 décembre.

⁶ Le multiple cours/bénéfice est calculé en divisant le cours de l'action ordinaire par le bénéfice net de base par action.

⁷ La dette comprend les billets subordonnés de rang inférieur, la dette à long terme totale, y compris la tranche à court terme de la dette à long terme, plus les titres privilégiés au 31 décembre et exclut la dette à long terme des coentreprises. Ce ratio comprend les capitaux propres au 31 décembre.

⁸ Le rendement total pour les actionnaires correspond à la somme de la variation du cours de l'action ordinaire majorée des dividendes reçus et de l'incidence du réinvestissement des dividendes durant l'année civile, exprimé en tant que pourcentage de la valeur des actions à la fin de l'exercice précédent.

⁹ Le ratio du bénéfice sur les charges fixes est calculé en divisant le bénéfice par les charges fixes. Le bénéfice est calculé en tant que la somme du BAII et des intérêts créditeurs et autres, moins le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle avec les intérêts débiteurs et le bénéfice non réparti des participations comptabilisées selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Les charges fixes sont calculées en tant que la somme des intérêts débiteurs et des intérêts capitalisés.

Renseignements à l'intention des investisseurs

BOURSES, TITRES ET SYMBOLES

TransCanada Corporation

Les actions ordinaires sont inscrites à la cote des Bourses de Toronto et de New York sous le symbole : TRP

Les actions privilégiées de premier rang, série 1 sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole : TRP.PR.A

Les actions privilégiées de premier rang, série 2 sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole : TRP.PR.F

Les actions privilégiées de premier rang, série 3 sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole : TRP.PR.B

Les actions privilégiées de premier rang, série 5 sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole : TRP.PR.C

Les actions privilégiées de premier rang, série 7 sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole : TRP.PR.D

Les actions privilégiées de premier rang, série 9 sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole : TRP.PR.E

Assemblée annuelle L'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires aura lieu le 1^{er} mai 2015 à 10 h (heure avancée des Rocheuses) au BMO Centre, à Calgary, en Alberta.

Dates de versement de dividendes Les dates de versement de dividendes sur les actions ordinaires prévues pour 2015 sont les 30 janvier, 30 avril, 31 juillet et 30 octobre.

Pour un complément d'information sur les dates de versement de dividendes pour TransCanada Corporation, consulter notre site Web au www.transcanada.com.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions Le régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de TransCanada (« régime ») permet aux actionnaires ordinaires et privilégiés de TransCanada d'acheter des actions ordinaires de TransCanada en réinvestissant leurs dividendes en trésorerie sans payer de frais administratifs ni de frais de courtage. Les participants au régime peuvent aussi acheter des actions ordinaires supplémentaires jusqu'à concurrence de 10 000 \$ CA par trimestre. Pour obtenir des renseignements supplémentaires, prière de communiquer avec l'agent de notre régime, Société de fiducie Computershare du Canada, ou consulter notre site Web au www.transcanada.com.

AGENTS DES TRANSFERTS, AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES ET FIDUCIAIRES

Actions ordinaires de TransCanada Corporation Société de fiducie Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Calgary, Halifax et Vancouver) et Computershare Trust Company, N.A. (Golden)

Actions privilégiées de premier rang, série 1 de TransCanada Corporation Société de fiducie Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Calgary, Halifax et Vancouver)

Actions privilégiées de premier rang, série 2 de TransCanada Corporation Société de fiducie Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Calgary, Halifax et Vancouver)

Actions privilégiées de premier rang, série 3 de TransCanada Corporation Société de fiducie Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Calgary, Halifax et Vancouver)

Actions privilégiées de premier rang, série 5 de TransCanada Corporation Société de fiducie
Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Calgary, Halifax et Vancouver)

Actions privilégiées de premier rang, série 7 de TransCanada Corporation Société de fiducie
Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Calgary, Halifax et Vancouver)

Actions privilégiées de premier rang, série 9 de TransCanada Corporation Société de fiducie
Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Calgary, Halifax et Vancouver)

Débetures de TCPL

Séries au Canada : BNY Trust Company of Canada (Halifax, Montréal, Toronto, Calgary et Vancouver)

10,50 % série P 11,90 % série S 11,80 % série U
9,80 % série V 9,45 % série W

Séries aux États-Unis : The Bank of New York (New York) 9,875 %

Billets à moyen terme de TCPL au Canada Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto,
Calgary et Vancouver)

Billets à moyen terme et billets de premier rang de TCPL aux États-Unis The Bank of New York Mellon
(New York)

Billets subordonnés de rang inférieur de TCPL aux États-Unis Computershare Trust Company, N.A.

Débetures de NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL »)

Séries au Canada : BNY Trust Company of Canada (Halifax, Montréal, Toronto, Calgary et Vancouver)

12,20 % série 20 12,20 % série 21 9,90 % série 23

Séries aux États-Unis : U.S. Bank Trust National Association (New York) 7,875 %

Billets à moyen terme de NGTL au Canada BNY Trust Company of Canada (Halifax, Montréal, Toronto,
Calgary et Vancouver)

Billets à moyen terme de NGTL aux États-Unis U.S. Bank Trust National Association (New York)

DOCUMENTS RÉGLEMENTAIRES

Notice annuelle On peut se procurer la notice annuelle 2014 que TransCanada dépose auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada, ou le formulaire 40-F qu'elle dépose auprès de la SEC, en consultant le site Web de la société au www.transcanada.com.

On peut obtenir une copie imprimée de la notice annuelle en s'adressant au :

Secrétaire général, TransCanada Corporation, 450 1st Street SW, Calgary (Alberta) Canada T2P 5H1

Services aux actionnaires

Les actionnaires inscrits qui ont des questions au sujet de leur compte sont priés de s'adresser à notre agent des transferts par écrit, par téléphone ou par courriel :

Société de fiducie Computershare du Canada, 100 University Avenue, 8th Floor, Toronto (Ontario) Canada M5J 2Y1

Sans frais : 1.800.340.5024
Téléphone : 1.514.982.7959

Courriel : transcanada@computershare.com

www.computershare.com

Les actionnaires dont les actions sont détenues dans un compte de courtage (propriétaires véritables) devraient adresser toute question d'ordre administratif à leur courtier.

Pour recevoir les rapports trimestriels, prière de communiquer avec Computershare ou de consulter notre site Web au www.transcanada.com.

Vote électronique et transmission électronique de documents TransCanada est heureuse d'offrir aux actionnaires inscrits et aux propriétaires véritables l'option de recevoir leurs documents (rapport annuel, circulaire de sollicitation de procurations par la direction, avis de convocation et formulaire de procuration en mode consultation seulement) et d'exercer leur droit de vote électroniquement.

En 2015, un arbre sera planté par eTree au nom de chaque actionnaire inscrit qui choisit de recevoir ses documents électroniquement. Pour un complément d'information et pour s'inscrire, les actionnaires inscrits sont priés de consulter www.ETree.ca/transcanada.

Les actionnaires peuvent également recevoir leur rapport annuel de TransCanada par la poste. Chaque année, les actionnaires doivent renouveler cette option et ils recevront un avis à cette fin. Le rapport annuel est accessible sur le site Web de TransCanada au www.transcanada.com au même moment où il est posté aux actionnaires.

La transmission électronique des documents et la possibilité d'annuler l'envoi du rapport annuel par la poste sont plus pratiques pour les actionnaires et plus respectueuses de l'environnement. En outre, elles réduisent les frais de poste et d'impression pour la société.

TransCanada et les collectivités On peut obtenir un exemplaire du Rapport sur la responsabilité sociale de l'entreprise de TransCanada au www.transcanada.com. Pour recevoir un exemplaire de ce rapport par la poste, prière de s'adresser à :

Communications 450 1st Street SW, Calgary (Alberta) T2P 5H1, 1.403.920.2000 ou 1.800.661.3805 ou communications@transcanada.com.

Vous êtes invités à consulter notre site Web au www.transcanada.com pour obtenir des renseignements financiers ou découvrir d'autres aspects de l'exploitation de TransCanada, y compris les rapports trimestriels, les communiqués, les webémissions de téléconférences et les présentations à l'intention des investisseurs.

If you wish to obtain an English copy of this report, please visit our website or make your request in writing to TransCanada Corporation, Office of the Secretary.

Conseil d'administration

(au 31 décembre 2014)

S. Barry Jackson^{1,2}

Président du conseil
TransCanada Corporation
Calgary (Alberta)

Russell K. Girling

Président et chef de la direction
TransCanada Corporation
Calgary (Alberta)

Kevin E. Benson^{1,3}

Administrateur de sociétés
Calgary (Alberta)

Derek H. Burney, O.C.^{4,7}

Conseiller stratégique principal
Norton Rose Fulbright
Ottawa (Ontario)

**L'honorable Paule Gauthier, C.P.,
O.C., O.Q., c.r.**^{2,5}

Associée principale
Stein Monast S.E.N.C.R.L.
Québec (Québec)

Paula Rosput Reynolds^{5,8}

Présidente et chef de la direction
PreferWest, LLC
Seattle (Washington)

John Richels^{2,5}

Président et chef de la direction
Devon Energy Corporation
Nichols Hills (Oklahoma)

Mary Pat Salomone^{4,5}

Administratrice de sociétés
Naples (Floride)

D. Michael G. Stewart^{4,6}

Administrateur de sociétés
Calgary (Alberta)

Siim A. Vanaselja^{1,4}

Vice-président exécutif et chef des
affaires financières
BCE Inc.
Westmount (Québec)

Richard E. Waugh^{1,2}

Ancien président et
chef de la direction
Banque Scotia
Toronto (Ontario)

¹ Membre, comité de gouvernance de l'entreprise

² Membre, comité des ressources humaines

³ Président, comité d'audit

⁴ Membre, comité d'audit

⁵ Membre, comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement

⁶ Président, comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement

⁷ Président, comité de gouvernance de l'entreprise

⁸ Président, comité des ressources humaines

Gouvernance de l'entreprise

L'énoncé sur la gouvernance de l'entreprise est inclus dans l'avis de convocation à l'assemblée annuelle et extraordinaire 2015 et circulaire de sollicitation de procurations par la direction de TransCanada.

On peut consulter, sur le site Web de la société, au www.transcanada.com, les lignes directrices sur la gouvernance de l'entreprise, les statuts du conseil, les statuts des comités, les mandats du président du conseil et du chef de la direction et le code d'éthique de TransCanada. On trouve également sur notre site Web un résumé des principales distinctions entre les pratiques de TransCanada en matière de gouvernance de l'entreprise et celles que doivent respecter les sociétés établies aux États-Unis conformément aux normes d'inscription de la Bourse de New York.

Des renseignements complémentaires sur la société sont déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com), et aux États-Unis sur le site Web d'EDGAR (www.sec.gov). On peut obtenir sans frais les documents auxquels il est fait référence dans le présent rapport annuel en s'adressant au secrétaire général de TransCanada au 450 1st Street SW, Calgary (Alberta) Canada T2P 5H1 ou en composant le 1.800.661.3805.

Ligne d'appel – éthique Le comité d'audit du conseil d'administration a mis en place un numéro d'appel sans frais à l'intention des employés, contractuels et autres intéressés. On peut avoir recours à ce service anonyme et confidentiel pour communiquer toute irrégularité comptable ou tout manquement en matière d'éthique. Composer le 1.888.920.2042.

Renseignements à l'intention des actionnaires

TransCanada est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs.

Communiquez avec :

David Moneta, vice-président,

Relations avec les investisseurs 1.800.361.6522

(Canada et États continentaux des États-Unis)

investor_relations@transcanada.com

www.transcanada.com

Renseignements sur les actions

Actions ordinaires (TSX, NYSE) : TRP

Actions privilégiées (TSX) :

Série 1 : TRP.PR.A

Série 2 : TRP.PR.F

Série 3 : TRP.PR.B

Série 5 : TRP.PR.C

Série 7 : TPR.PR.D

Série 9 : TPR.PR.E

Agent des transferts

Services aux actionnaires Computershare

100, avenue University, 8^e étage

Toronto (Ontario) M5J 2Y1

Téléphone : 1.416.263.9200

Télécopieur : 1.888.453.0330

Rapport de responsabilité sociale d'entreprise (RSE)

Agir correctement aujourd'hui pour réussir demain.

Consultez notre rapport de RSE au www.csrreport.transcanada.com

Siège social

TransCanada Corporation

450 - 1 Street SW

Calgary (Alberta) Canada

T2P 5H1

Suivez-nous sur Twitter :

@TransCanada et @TransCanadaJobs

Recherche d'emploi :

Jobs.TransCanada.com

Contactez-nous sur LinkedIn :

[Linkedin.com/Company/TransCanada](https://www.linkedin.com/company/transcanada)

Abonnez-vous à notre chaîne

YouTube :

[YouTube.com/TransCanada](https://www.youtube.com/transcanada)

Visitez notre blogue :

Blog.TransCanada.com



Consultez notre rapport
annuel en ligne au
www.transcanada.com

Imprimé au Canada
Mars 2015



MEMBER OF
Dow Jones
Sustainability Indices
In Collaboration with RobecoSAM ●

