

Rapport de gestion

Le 10 février 2016

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 2015.

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 2015, qui ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR »).

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	8
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	12
• Trois entreprises essentielles	12
• Notre stratégie	15
• Programme d'investissement	17
• Points saillants des résultats financiers de 2015	19
• Perspectives	27
GAZODUCS	29
PIPELINES DE LIQUIDES	49
ÉNERGIE	61
SIÈGE SOCIAL	83
SITUATION FINANCIÈRE	87
AUTRES RENSEIGNEMENTS	100
• Risques et gestion des risques	100
• Contrôles et procédures	107
• Estimations comptables critiques	108
• Instruments financiers	111
• Modifications comptables	114
• Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR	116
• Résultats trimestriels	119
GLOSSAIRE	126

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 126. Tous les renseignements sont en date du 10 février 2016 et tous les montants sont présentés 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;
- les rachats d'actions ordinaires prévus aux termes de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités;
- 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 nos entreprises pipelinières;
- 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 et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- 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, d'imposition 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 195.

Il est également possible d'obtenir de plus amples renseignements au sujet de TransCanada dans notre notice annuelle et dans 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;
- flux de trésorerie distribuables;
- flux de trésorerie distribuables par action ordinaire;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAIL comparable;
- flux de trésorerie distribuables comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire;
- bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable;
- amortissement comparable;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres comparables;
- charge d'impôts comparable;
- bénéfice attribuable aux participations sans contrôle comparable.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis, et c'est pourquoi elles pourraient 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 « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

Flux de trésorerie distribuables

Les flux de trésorerie distribuables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation majorés des distributions en excédent de la quote-part du bénéfice et diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien. Les dépenses d'investissement de maintien représentent les coûts nécessaires pour maintenir la capacité opérationnelle de nos actifs et de nos investissements. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Voir la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les 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
BAIIA comparable	BAIIA
BAII comparable	bénéfice sectoriel
flux de trésorerie distribuables comparables	flux de trésorerie distribuables
flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	flux de trésorerie distribuables par action ordinaire
bénéfice tiré des participations comptabilisée à la valeur de consolidation comparable	bénéfice tiré des participations comptabilisée à la valeur de consolidation
amortissement comparable	amortissement
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
charge d'impôts comparable	charge d'impôts
bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable	bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

Toute décision de ne pas ajuster une mesure en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

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

Nous excluons du calcul du résultat comparable et d'autres mesures comparables 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 65 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 64 milliards de dollars permet de répondre aux besoins de gens qui se fient à nous pour les approvisionner chaque jour en énergie de manière sécuritaire et fiable. Nous menons nos activités dans sept provinces canadiennes, dans 36 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 ¹	—

Gazoducs au Mexique

15	Guadalajara	—
16	Tamazunchale	—

En construction

17	Gazoduc de Mazatlan	----
18	Gazoduc de Topolobampo	----
19	Gazoduc de Tuxpan-Tula	----

En cours d'aménagement

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	Pipeline et terminal Cushing Marketlink	●

En construction

27	Latéral de Houston	----
28	Terminal de Houston	●
29	Pipeline Grand Rapids	----
30	Pipeline Northern Courier	----

En cours d'aménagement

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

¹ Au 31 décembre 2015, TC Offshore était classée dans les actifs destinés à la vente

² Centrale située en Arizona, dont les résultats font partie du secteur Canada – Installations énergétiques de l'Ouest

³ Acquisition réalisée le 1^{er} février 2016

Énergie

Canada – Installations énergétiques de l'Ouest

38	Bear Creek	⚡
39	Carseland	⚡
40	Coolidge ²	⚡
41	Mackay River	⚡
42	Redwater	⚡
43	CAE de Sheerness	🏭
44	CAE de Sundance A	🏭
44	CAE de Sundance B	🏭

Canada – Installation 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	🏭
----	-------	---

Installations énergétiques aux États-Unis

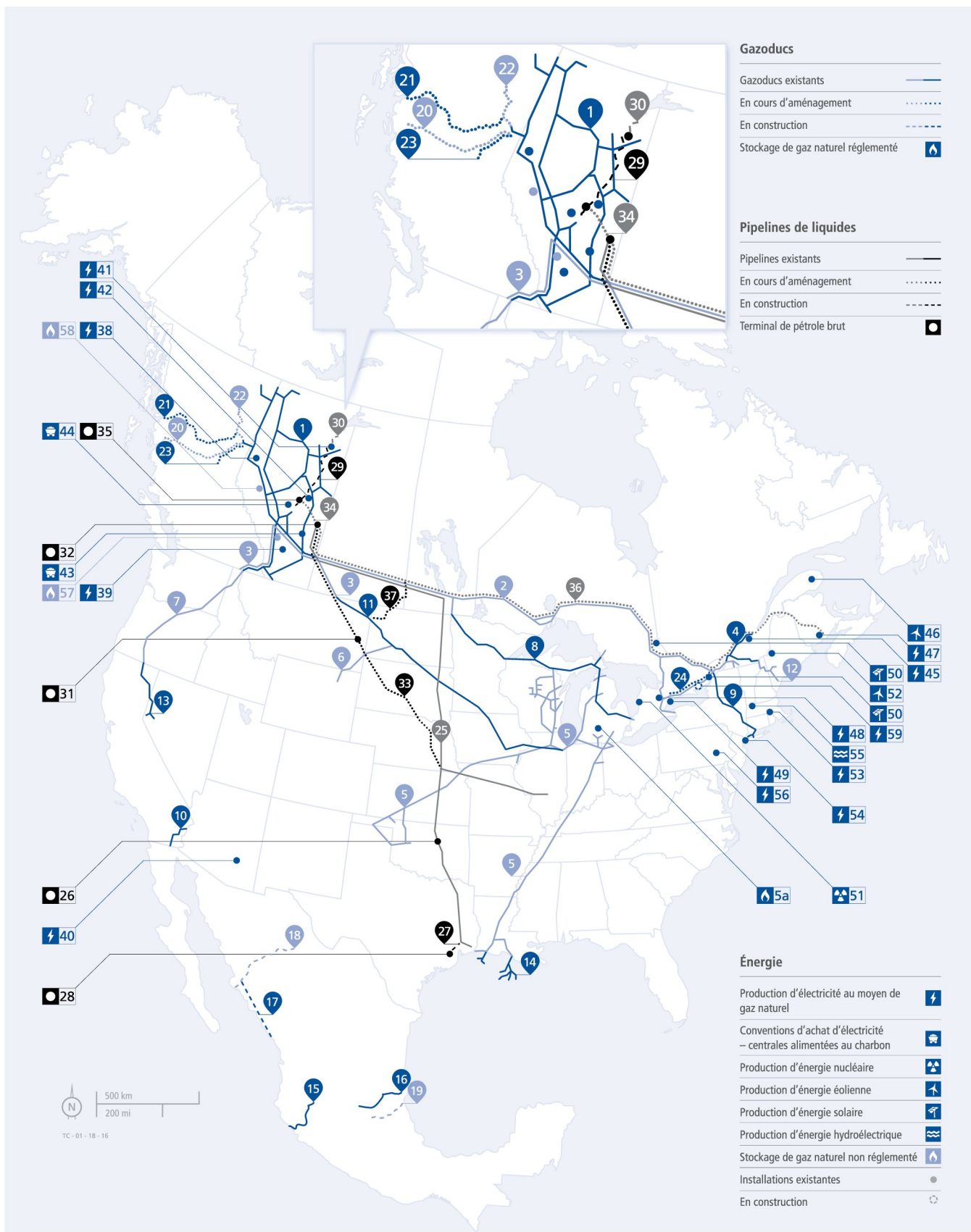
52	Parc éolien de Kibby	🌬
53	Ocean State Power	⚡
54	Ravenswood	⚡
55	TC Hydro	🌊
56	Ironwood ³	⚡

Stockage de gaz naturel non réglementé

57	CrossAlta	🔥
58	Edson	🔥

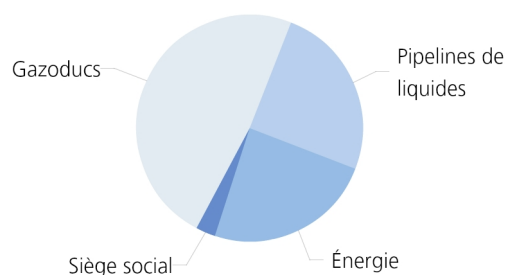
En construction

59	Napanee	⚡
----	---------	---

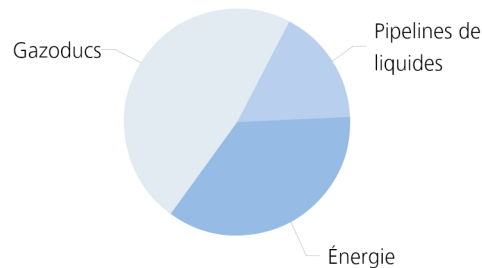


Exercice en un coup d'œil

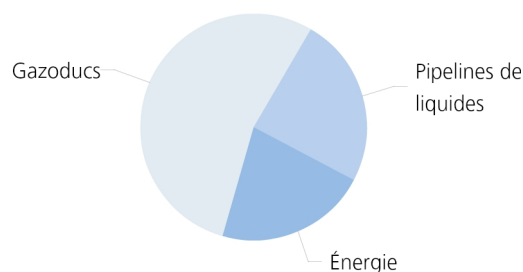
aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2015	2014
Total de l'actif		
Gazoducs	31 072	27 103
Pipelines de liquides	16 046	16 116
Énergie	15 558	14 197
Siège social	1 807	1 109
	64 483	58 525



exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2015	2014
Total des produits		
Gazoducs	5 383	4 913
Pipelines de liquides	1 879	1 547
Énergie	4 038	3 725
	11 300	10 185

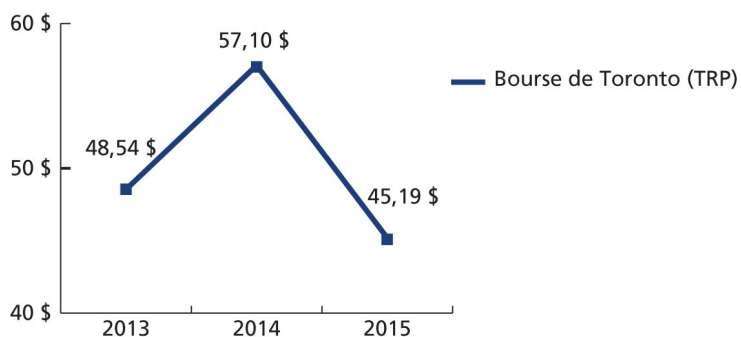


exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2015	2014
BAII comparable		
Gazoducs	2 345	2 178
Pipelines de liquides	1 056	843
Énergie	944	1 039
Siège social	(202)	(150)
	4 143	3 910



Cours de l'action ordinaire

aux 31 décembre



Actions ordinaires en circulation - moyenne

(en millions)

2015	709
2014	708
2013	707

Au 5 février 2016

Actions ordinaires

Émises et en circulation

702 millions

Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être convertie en
Série 1	9,5 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	12,5 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	8,5 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	5,5 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	12,7 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6	1,3 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12

Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	10 millions	6 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 du coup d'œil sur la stratégie

1 Maximiser la valeur de nos éléments d'infrastructure et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie

- 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

- Nous développons des actifs de grande qualité à long terme dans le cadre de notre programme d'investissement actuel de 58 milliards de dollars, composé de 13 milliards de dollars destinés à des projets à court terme et de 45 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 fiabilité, 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 pipelinaires.
- 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 Entretien un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur et d'investissements de grande qualité

- Nous évaluons les occasions d'acquérir et d'aménager des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel et qui permettent de diversifier l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants.
- Nous nous concentrons sur des projets de croissance des secteurs pipelinier et énergétique dans les régions névralgiques de l'Amérique du Nord et gérons rigoureusement les coûts d'aménagement, ce qui nous permet de réduire au minimum le capital exposé à un risque lors du démarrage des projets.
- 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

- Nous cherchons constamment à rehausser nos compétences fondamentales dans des secteurs tels que l'excellence opérationnelle, la gestion de la chaîne d'approvisionnement, la réalisation des travaux et la gestion des parties prenantes 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 durable et à faibles risques sert à maximiser la valeur de nos actifs à long terme et de nos positions commerciales tout au long du cycle économique.
- Discipline rigoureuse - Niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques; priorité à l'excellence sur le plan de l'exploitation; 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; capacité de maintien de l'équilibre des dividendes croissants sur nos actions ordinaires et de la souplesse financière pour financer nos 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 13 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 45 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à plus long terme garantis sur le plan commercial. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change, des intérêts capitalisés et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

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 2015		
(en milliards de dollars)	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Sommaire		
Projets à court terme	13,4	3,9
Projets à moyen et à long terme	45,2	2,1
Total du programme d'investissement	58,6	6,0
Incidence du change sur le programme d'investissement ¹	4,5	0,8

¹ Reflète le taux de change de 1,38 \$ US au 31 décembre 2015.

Projets à court terme

au 31 décembre 2015				
(en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Acquisition de Ironwood	Énergie	2016	0,7 US	—
Latéral et terminal de Houston	Pipelines de liquides	2016	0,6 US	0,5 US
Topolobampo	Gazoducs	2016	1,0 US	0,9 US
Mazatlan	Gazoducs	2016	0,4 US	0,3 US
Grand Rapids, phase 1 ¹	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,5
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	1,0	0,6
Tuxpan-Tula	Gazoducs	2017	0,5 US	—
Réseau principal au Canada - Autres	Gazoducs	2016–2017	0,7	0,1
Réseau de NGTL - North Montney	Gazoducs	2017	1,7	0,3
- Installations de 2016-2017	Gazoducs	2016–2018	2,7	0,3
- Installations de 2018	Gazoducs	2018	0,6	—
- Autres	Gazoducs	2016–2017	0,4	0,1
Napanee	Énergie	2017 ou 2018	1,0	0,3
Bruce Power - Allongement du cycle de vie ¹	Énergie	2016–2020	1,2	—
Total des projets à court terme			13,4	3,9

¹ Notre quote-part.

Projets à moyen et à long terme

Les projets à moyen et à long terme comportent une plus grande incertitude en ce qui a trait au calendrier et aux coûts estimatifs des projets. Les dates de mise en service prévues de ces projets sont en 2019 et par la suite, et les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous rendent compte des coûts les plus récents pour chaque projet selon les documents déposés auprès des différents organismes de réglementation ou autrement publiés. Ces projets sont tous garantis sur le plan commercial mais ils sont assujettis à des approbations, notamment la DIF du promoteur et/ou des processus réglementaires complexes. Il y a lieu de consulter la rubrique « Faits marquants » pour chacun des secteurs d'activités pour un complément d'information sur chacun de ces projets.

au 31 décembre 2015 (en milliards de dollars)	Secteur	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	0,9	0,1
Upland	Pipelines de liquides	0,6 US	—
Grand Rapids, phase 2 ¹	Pipelines de liquides	0,7	—
Bruce Power - Allongement du cycle de vie ¹	Énergie	5,3	—
Projets de Keystone			
Keystone XL ²	Pipelines de liquides	8,0 US	0,4 US
Terminal de Keystone à Hardisty ²	Pipelines de liquides	0,3	0,1
Projets Énergie Est			
Énergie Est ³	Pipelines de liquides	15,7	0,7
Réseau principal de l'Est	Gazoducs	2,0	0,1
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique			
Coastal GasLink	Gazoducs	4,8	0,3
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs	5,0	0,4
Réseau de NGTL - Merrick	Gazoducs	1,9	—
Total des projets à moyen et à long terme		45,2	2,1

¹ Notre quote-part.

² La valeur comptable correspond au montant restant après déduction de la charge de dépréciation.

³ À l'exclusion du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2015

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 en matière d'exploitation. Ces mesures, appelées « mesures non conformes aux PCGR », pourraient ne pas être semblables aux mesures présentées par d'autres sociétés.

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, les fonds provenant de l'exploitation, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 10 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que les pages 90 et 116 pour un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2015	2014	2013
Bénéfice			
Produits	11 300	10 185	8 797
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 240)	1 743	1 712
par action ordinaire - de base et dilué	(1,75) \$	2,46 \$	2,42 \$
BAIIA comparable	5 908	5 521	4 859
Résultat comparable	1 755	1 715	1 584
par action ordinaire	2,48 \$	2,42 \$	2,24 \$
Flux de trésorerie			
Fonds provenant de l'exploitation	4 513	4 268	4 000
Augmentation du fonds de roulement	(398)	(189)	(326)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 115	4 079	3 674
Flux de trésorerie distribuables comparables	3 546	3 406	3 234
par action ordinaire	5,00 \$	4,81 \$	4,57 \$
Dépenses d'investissement - dépenses en immobilisations	3 918	3 489	4 264
Dépenses d'investissement - projets en cours d'aménagement	511	848	488
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	493	256	163
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	236	241	216
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	196	—
Bilan			
Total de l'actif	64 483	58 525	53 898
Dette à long terme	31 584	24 757	22 865
Billets subordonnés de rang inférieur	2 422	1 160	1 063
Actions privilégiées	2 499	2 255	1 813
Participations sans contrôle	1 717	1 583	1 611
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	13 939	16 815	16 712
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	2,08 \$	1,92 \$	1,84 \$
par action privilégiée de série 1	0,8165 \$	1,15 \$	1,15 \$
par action privilégiée de série 2 ¹	0,6299 \$	—	—
par action privilégiée de série 3	0,769 \$	1,00 \$	1,00 \$
par action privilégiée de série 4 ²	0,2269 \$	—	—
par action privilégiée de série 5	1,10 \$	1,10 \$	1,10 \$
par action privilégiée de série 7	1,00 \$	1,00 \$	0,91 \$
par action privilégiée de série 9 ³	1,0625 \$	1,09 \$	—
par action privilégiée de série 11 ⁴	0,704 \$	—	—

¹ Émise en décembre 2014 à la conversion des actions privilégiées de série 1.

² Émise en juin 2015 à la conversion des actions privilégiées de série 3.

³ Émise en janvier 2014.

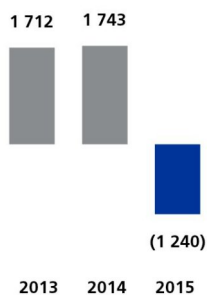
⁴ Émise en mars 2015.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)			
	2015	2014	2013
Bénéfice (perte) sectoriel(le)			
Gazoducs	2 220	2 187	1 881
Pipelines de liquides	(2 630)	843	603
Énergie	812	1 051	1 113
Siège social	(301)	(150)	(124)
Total du bénéfice sectoriel	101	3 931	3 473
Intérêts débiteurs	(1 370)	(1 198)	(985)
Intérêts créditeurs et autres	163	91	34
(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	(1 106)	2 824	2 522
Charge d'impôts	(34)	(831)	(611)
(Perte nette) bénéfice net	(1 140)	1 993	1 911
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(6)	(153)	(125)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	(1 146)	1 840	1 786
Dividendes sur les actions privilégiées	(94)	(97)	(74)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 240)	1 743	1 712
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	(1,75) \$	2,46 \$	2,42 \$

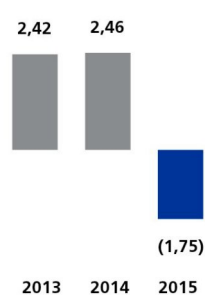
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



(Perte nette) bénéfice net par action

exercices clos les 31 décembre
(en dollars)



Le poste (Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires se chiffrait à une perte de 1 240 millions de dollars en 2015 (un bénéfice de 1 743 millions de dollars en 2014; un bénéfice de 1 712 millions de dollars en 2013). Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans la (perte nette) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires entre 2013 et 2015 et ils ont été retranchés du résultat comparable pour les périodes pertinentes :

2015

- une charge de dépréciation de 2 891 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL et les projets connexes;
- une provision pour perte de 86 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore dont la clôture est prévue pour le début de 2016;
- une charge nette de 74 millions de dollars après les impôts au titre des charges de restructuration comprenant un montant de 42 millions de dollars principalement lié aux indemnités de cessation d'emploi pour 2015 et une provision de 32 millions de dollars liée aux indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et aux pertes futures attendues aux termes de contrats de

location. Ces charges ont trait à une initiative de restructuration qui a débuté en 2015 visant à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;

- une charge de 43 millions de dollars après les impôts liée à la perte de valeur d'un équipement de turbine destiné à des fins d'utilisation future par notre secteur de l'énergie;
- un ajustement de 34 millions de dollars de la charge d'impôts en raison d'une augmentation de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015;
- une charge de 27 millions de dollars après les impôts liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- un ajustement favorable du bénéfice de 199 millions de dollars lié à l'incidence sur notre bénéfice net tiré des participations sans contrôle de la charge de dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Pipelines, LP dans Great Lakes.

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.I.

Certains ajustements de la juste valeur non réalisée liés aux activités de gestion des risques sont également exclus du résultat comparable. Le solde de la (perte nette) du bénéfice net est l'équivalent du résultat comparable. On trouvera dans le tableau suivant un rapprochement de la (perte nette) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable.

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.

Rapprochement de la (perte nette) du bénéfice net et du résultat comparable

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2015	2014	2013
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 240)	1 743	1 712
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	2 891	—	—
Perte à la vente de TC Offshore	86	—	—
Coûts de restructuration	74	—	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	43	—	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	34	—	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	27	—	—
Participations sans contrôle (TC PipeLines, LP - dépréciation de Great Lakes)	(199)	—	—
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)
Activités de gestion des risques ¹	39	47	(19)
Résultat comparable	1 755	1 715	1 584
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire	(1,75) \$	2,46 \$	2,42 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	4,08	—	—
Perte à la vente de TC Offshore	0,12	—	—
Coûts de restructuration	0,10	—	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	0,06	—	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	0,05	—	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	0,04	—	—
Participations sans contrôle (TC PipeLines, LP - dépréciation de Great Lakes)	(0,28)	—	—
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)
Activités de gestion des risques	0,06	0,07	(0,02)
Résultat comparable par action ordinaire	2,48 \$	2,42 \$	2,24 \$

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	(8)	(11)	(4)
Installations énergétiques aux États-Unis	(30)	(55)	50
Stockage de gaz naturel	1	13	(2)
Change	(21)	(21)	(9)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	19	27	(16)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(39)	(47)	19

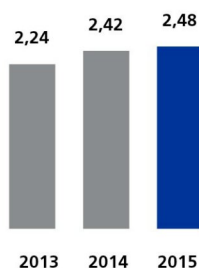
Résultat comparable

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Résultat comparable par action

exercices clos les 31 décembre
(en dollars)



En 2015, le résultat comparable a progressé de 40 millions de dollars (hausse de 0,06 \$ par action ordinaire) par rapport à 2014.

L'augmentation du résultat comparable est avant tout le résultat net de ce qui suit :

- le relèvement du résultat du secteur des pipelines de liquides en raison de l'accroissement des volumes du réseau d'oléoducs Keystone;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix de l'électricité réalisés et des volumes moindres aux termes de CAE;
- la hausse des intérêts débiteurs provenant d'émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres par suite de la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets pipeliniers à tarifs réglementés, dont l'oléoduc Énergie Est et nos pipelines au Mexique;
- la hausse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable à l'accroissement des marges et des volumes des ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel, laquelle a été partiellement contrebalancée par le recul des produits tirés de la capacité dans la région de New York et la baisse des prix réalisés de nos installations énergétiques situées dans le nord-est des États-Unis;
- le relèvement du résultat attribuable aux gazoducs aux États-Unis en raison de la hausse des produits tirés du transport dans le cas d'ANR, de Great Lakes et de GTN;
- l'augmentation du résultat attribuable aux installations énergétiques de l'Est principalement attribuable à quatre installations d'énergie solaire acquises en 2014;
- le résultat supérieur du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014.

Le raffermissement du dollar américain en 2015 par rapport à 2014 a eu un effet positif sur les résultats libellés en devises de nos entreprises aux États-Unis. Toutefois, cet effet a été annulé en 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 du change utilisées pour gérer notre exposition.

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

L'augmentation du résultat comparable est avant tout le résultat net de ce qui suit :

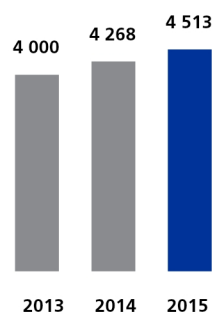
- le bénéfice supplémentaire découlant du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe, qui a été mis en service en janvier 2014;
- l'augmentation des intérêts débiteurs provenant d'émissions de titres d'emprunt et une baisse des intérêts capitalisés en raison des projets mis en service;
- 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 de nos 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.

Flux de trésorerie

Fonds provenant de l'exploitation

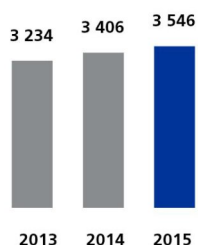
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Les fonds provenant de l'exploitation affichent une progression de 6 % en 2015, comparativement à 2014, essentiellement en raison de l'augmentation du résultat comparable décrite précédemment.

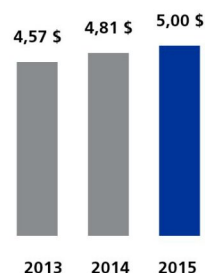
Flux de trésorerie distribuables comparables

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Flux de trésorerie distribuables comparables par action

exercices clos les 31 décembre
(en dollars)



Les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire ont augmenté en 2015, comparativement à 2014, principalement en raison de la hausse du résultat comparable décrite précédemment. Voir la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Gazoducs	2 699	2 136	2 021
Pipelines de liquides	1 290	1 949	2 529
Énergie	376	206	152
Siège social	64	46	50
	4 429	4 337	4 752

¹ Les dépenses d'investissement s'entendent des dépenses en immobilisations, des dépenses d'investissement de maintien 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 2015 dans le cadre de notre programme de croissance continu qui 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.

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

En 2015, nous avons effectué des apports de 493 millions de dollars à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liées à la construction de Grand Rapids et affecté 236 millions de dollars pour accroître notre participation dans Bruce Power.

Bilan

Nous continuons de maintenir un bilan solide tout en accroissant le total de nos actifs de 10,6 milliards de dollars depuis 2013. Au 31 décembre 2015, le capital-actions ordinaire comptait pour 30 % de la structure du capital (38 % en 2014), compte tenu des divers postes particuliers de 2015 décrits aux pages 20 et 21. Consulter la page 88 pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Actions ordinaires rachetées

Le 19 novembre 2015, nous avons annoncé l'approbation par la Bourse de Toronto (« TSX ») de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités, visant le rachat, aux fins d'annulation, d'au plus 21,3 millions d'actions ordinaires, représentant 3 % de nos actions ordinaires émises et en circulation, entre le 23 novembre 2015 et le 22 novembre 2016 aux cours en vigueur sur le marché majorés des frais de courtage ou à tout autre prix autorisé par la TSX.

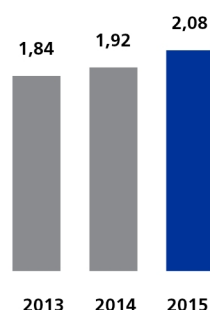
En date du 10 février 2016, nous avons racheté 7,1 millions d'actions ordinaires au prix moyen pondéré par action ordinaire de 43,36 \$, pour un coût totalisant 307 millions de dollars.

Dividendes

Nous avons majoré de 9 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,565 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2016, ce qui correspond à un dividende annuel de 2,26 \$ par action ordinaire. Cela reflète notre engagement visant à accroître le dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel se situant entre 8 % et 10 % jusqu'en 2020. Il s'agit du 16^e exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires a été majoré.

Dividendes déclarés par action ordinaire

exercices clos les 31 décembre
(en dollars)



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 sur le marché libre.

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,565 \$ par action ordinaire (pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2016)

Dividendes annuels sur les actions privilégiées¹

Série 1 0,8165 \$²

Série 2 0,6045 \$³

Série 3 0,538 \$⁴

Série 4 0,4445 \$³

Série 5 0,56575 \$⁵

Série 6 0,50925 \$⁶

Série 7 1,00 \$

Série 9 1,0625 \$

Série 11 0,95 \$

¹ Le dividende annuel est fondé sur le taux variable annuel ou trimestriel qui s'applique en date du 10 février 2016.

² Le taux de dividende a été modifié en décembre 2014.

³ Le taux trimestriel variable est ajusté chaque trimestre. Voir la rubrique « Situation financière » pour plus d'information.

⁴ Le taux de dividende sur les actions privilégiées de série 3 a été modifié en juin 2015.

⁵ Le taux de dividende sur les actions privilégiées de série 5 a été modifié en février 2016.

⁶ Les actions privilégiées de série 6 ont été émises le 1^{er} février 2016.

Dividendes en trésorerie

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014	2013
Actions ordinaires	1 446	1 345	1 285
Actions privilégiées	92	94	71

PERSPECTIVES

Résultat

Nous nous attendons à ce que notre résultat pour 2016, exclusion faite des postes particuliers, soit supérieur à celui de 2015, en raison principalement des éléments suivants :

- le résultat attendu des projets de gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan devant être mis en service;
- l'incidence positive sur le résultat libellé en dollars américains du raffermissement du dollar américain;
- l'augmentation de la base d'investissement moyenne pour le réseau de NGTL;
- le résultat à la hausse associé à l'accroissement des contrats pour ANR;
- les économies de coût réalisées par suite de la restructuration de l'entreprise;
- le résultat soutenu dégagé par le secteur de l'énergie, plus précisément le résultat à la hausse des installations énergétiques aux États-Unis, le résultat relativement uniforme des installations énergétiques de l'Ouest et de Bruce Power et le résultat légèrement inférieur des installations énergétiques de l'Est;

Ces éléments étant neutralisés en partie par :

- la diminution des intérêts capitalisés en raison du refus de la demande de permis présidentiel pour le projet d'oléoducs Keystone XL;
- le recul du résultat attendu du réseau d'oléoducs de Keystone suivant l'expiration des contrats à court terme des projets Cushing MarketLink.

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 2016 en raison de la diminution de la base d'investissement. Ce résultat inférieur devrait être largement compensé par la croissance de la base d'investissement pour le réseau de NGTL à mesure que nous continuons d'investir dans le raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement gazier et que nous répondons à la demande croissante des marchés du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de l'Alberta.

Le résultat tiré des gazoducs aux États-Unis et à l'étranger en 2016 devrait être supérieur à celui de 2015 étant donné que nous cherchons des occasions offertes par la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel et que nous évaluons nos positions à l'égard des activités commerciales que nous exerçons et de l'exploitation d'ANR et de Great Lakes pour tirer parti de l'évolution positive des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements sur ces marchés. Le 29 janvier 2016, ANR a déposé auprès de la FERC un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 pour demander une hausse de ses tarifs de base. Ces tarifs proposés, qui seraient remboursés aux clients, devraient prendre effet au troisième trimestre de 2016 sous réserve de l'approbation définitive de la FERC.

Le résultat découlant de nos activités pipelinières au Mexique devrait être supérieur en 2016 étant donné que les gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan seront mis en service à la fin de 2016.

Pipelines de liquides

Si l'on exclut l'incidence de la dépréciation liée à Keystone XL, notre résultat de ce secteur devrait reculer légèrement en 2016 par rapport à celui de 2015 en raison de l'expiration d'un contrat à court terme et de la conjoncture liée à la baisse du prix du pétrole brut.

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. Dans l'ensemble, nous prévoyons que le résultat du secteur de l'énergie en 2016 se maintiendra au même niveau que celui de 2015.

Le résultat des installations énergétiques de l'Ouest pour 2016 devrait se maintenir au même niveau que celui de 2015 en raison du marché bien approvisionné de l'électricité en Alberta, de la croissance plus léthargique de la demande et de la baisse des prix du gaz naturel. On s'attend à une pression négative sur le résultat de 2016 en raison des cibles de réductions des émissions imposées par le gouvernement et de la hausse des coûts d'émissions de GES par tonne.

Le résultat des installations énergétiques de l'Est devrait reculer légèrement en 2016 en raison de la baisse des produits contractuels de Bécancour et du résultat moindre tiré de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée.

Nous nous attendons à ce que la quote-part du bénéfice de Bruce Power pour 2016 soit conforme à celle de 2015. L'incidence nette de la participation supplémentaire dans Bruce Power obtenue en 2015 devrait être compensée en grande partie par l'intensification des activités d'entretien prévues pour 2016.

Le résultat des installations énergétiques aux États-Unis pour 2016 devrait être plus élevé que celui de 2015, compte tenu de l'incidence nette du résultat supplémentaire obtenu suivant l'acquisition de la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood et de l'effritement des marges de commercialisation, ce qui reflète le retour à des coûts normalisés et la volatilité moindre des prix à terme pour le gaz naturel et l'électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre.

Le résultat du secteur du stockage du gaz naturel devrait être supérieur, compte tenu d'un recouvrement modeste des écarts saisonniers devant survenir en 2016.

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

Nous prévoyons consacrer environ 6 milliards de dollars en 2016 à des projets d'investissement nouveaux ou en cours. On compte parmi les dépenses d'investissement des dépenses en immobilisations afférentes aux projets de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Les dépenses d'investissement de 2016 concernent les projets de gazoducs, y compris l'expansion du réseau de NGTL, le réseau principal au Canada, les projets de pipelines de liquides de Tuxpan-Tula et de Topolobampo, y compris Grand Rapids, Northern Courier et Énergie Est ainsi que les projets énergétiques, y compris celui de Bruce Power et de Napanee. Par ailleurs, nous avons acquis la centrale Ironwood le 1^{er} février 2016 pour une contrepartie d'environ 657 millions de dollars US, compte non tenu des ajustements postérieurs à la clôture.

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 (56 600 km ou 35 200 milles);
- gazoducs détenus partiellement (10 700 km ou 6 700 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.

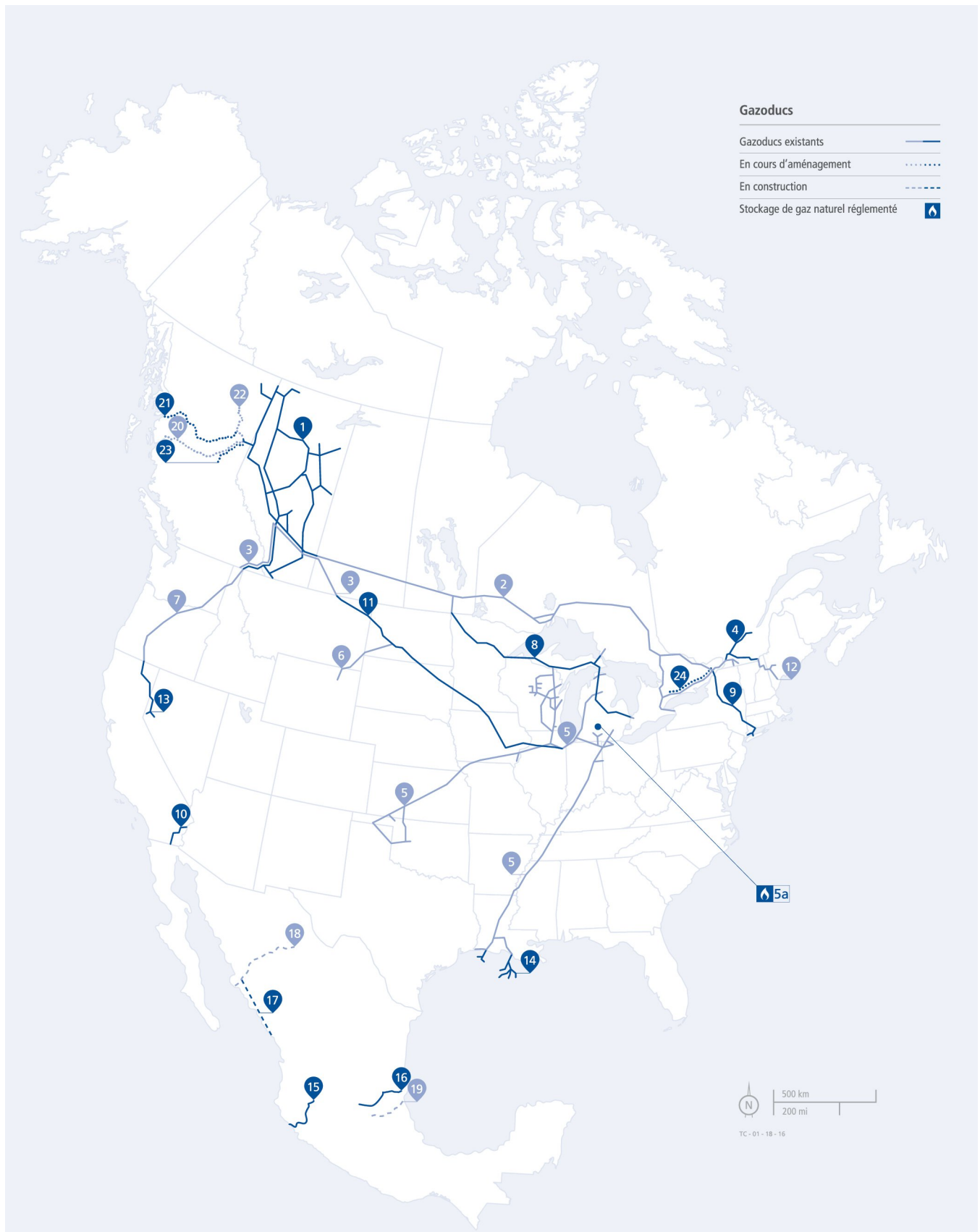
Nous poursuivons en outre d'autres projets pipeliniers afin d'accroître la valeur de notre entreprise. Nos principales activités ciblées comprennent :

- 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.

Points saillants des résultats de 2015

- Nous avons obtenu le contrat pour construire, détenir et exploiter le gazoduc de Tuxpan-Tula d'un diamètre de 36 pouces au Mexique s'étendant sur environ 250 km (155 milles), d'une capacité de 866 Mpi³/j visée par des contrats. La construction devrait commencer en 2016 et la mise en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2017.
- L'ONÉ a approuvé le projet de 1,7 milliard de dollars de canalisation principale de North Montney du réseau de NGTL le 11 juin 2015. La construction est assujettie à la réception d'une décision d'investissement finale positive à l'égard du projet proposé de Pacific Northwest LNG.
- L'ONÉ a approuvé le dépôt de conformité effectué par le réseau principal au Canada relativement à la décision de 2014 de l'ONÉ. L'obtention de l'approbation, qui représentait la dernière étape avant la mise en œuvre de la décision de 2014 de l'ONÉ, permettra au réseau principal au Canada de constater des revenus incitatifs.
- L'ONÉ a approuvé la construction du projet de pipeline de raccordement Kings North sur le réseau principal au Canada afin d'augmenter la capacité de transfert de gaz dans la région du Grand Toronto et d'offrir la souplesse nécessaire aux expéditeurs pour gérer l'offre croissante de gaz du bassin de Marcellus, dans le Nord-Est des États-Unis.
- Une entente est intervenue avec des sociétés de distribution locales de l'Est dans le but de régler les divergences que ces dernières avaient avec Énergie Est et le projet de réseau principal de l'Est. Cette entente respecte notre engagement que nous avons pris qui visait à s'assurer qu'Énergie Est et le projet de réseau principal de l'Est faisant partie du réseau principal au Canada fournissent aux consommateurs de gaz de l'Est du Canada une capacité de transport de gaz naturel suffisante et obtiennent une réduction des coûts de transport de gaz naturel.
- Nous avons poursuivi le dessaisissement des actifs pipeliniers de gaz naturel aux États-Unis en faveur de TC Pipelines, LP, en vendant la participation résiduelle de 30 % de GTN en avril 2015 et de 49,9 % de PNGTS le 1^{er} janvier 2016.
- NGTL a conclu des contrats visant le nouveau service garanti pour le transport de 2,7 Gpi³ supplémentaire qui nécessitera l'expansion du réseau pour un montant additionnel de 600 millions de dollars conformément à son programme d'installations pour 2018.



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	24 544 km (15 251 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	488 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 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28 %
7 Gas Transmission Northwest (« GTN »)	2 216 km (1 377 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 28 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28 %
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 66,6 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 28 % dans TC PipeLines, LP.	66,6 %
9 Iroquois	669 km (416 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 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28 %
11 Northern Border	2 264 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 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 28 % dans TC PipeLines, LP.	14 %
12 Portland (« PNGTS »)	475 km (295 milles)	Gazoduc 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. Nous détenons une participation effective de 25,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 11,8 % et de notre participation de 28,0 % dans TC PipeLines, LP. Avant le 1 ^{er} janvier 2016, notre participation directe était de 61,7 %.	25,8 %

	longueur	description	participation effective	
Gazoducs aux États-Unis				
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 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28 %
14	TC Offshore ¹	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	315 km (196 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 Potosi 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 et qui sera raccordé au gazoduc de Topolobampo à El Oro.	100 %
18	Gazoduc de Topolobampo	530 km* (329 milles)	Gazoduc qui achemine le gaz naturel depuis des points de raccordement avec des gazoduc 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 %
19	Gazoduc de Tuxpan-Tula	250 km* (155 milles)	Gazoduc qui achemine du gaz naturel depuis Tuxpan, dans l'État de Veracruz, jusque dans les États de Puebla et de Hidalgo, à des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans chacun de ces territoires ainsi qu'au centre et dans les régions à l'ouest du Mexique.	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 reçues en 2014 sur le réseau de NGTL. Les travaux d'expansion devraient s'achever entre 2016 et 2018.	100 %
En cours d'aménagement				
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 Merrick 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	Projet de réseau principal de l'Est	279 km* (173 milles)	Installations pipelinières 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 %

	longueur	description	participation effective
En cours d'aménagement			
Installations du réseau de NGTL pour 2018**	88 km* (55 milles)	Programme composé de multiples projets de pipelines de 20 à 48 pouces de diamètre, d'un nouveau poste de compression, d'un réacteur et de multiples postes de comptage pour répondre aux demandes de service garanti supplémentaires reçues en 2015 sur le réseau de NGTL. Les travaux devraient s'achever en 2018.	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.

¹ Au 31 décembre 2015, TC Offshore était classée dans les actifs destinés à la vente. Pour un complément d'information, voir la rubrique « Faits marquants ».

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). L'amortissement comparable est également une mesure non conforme aux PCGR. Consulter la page 10 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que la page 116 pour un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
BAIIA comparable	3 477	3 241	2 852
Amortissement comparable	(1 132)	(1 063)	(1 013)
BAIL comparable	2 345	2 178	1 839
Postes particuliers :			
Perte à la vente de TC Offshore	(125)	—	—
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	—	9	—
Décision de 2013 de l'ONÉ - 2012	—	—	42
Bénéfice sectoriel	2 220	2 187	1 881

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs a augmenté en 2015 de 33 millions de dollars comparativement à 2014 et comprenait une provision pour perte de 125 millions de dollars avant les impôts (86 millions de dollars après les impôts) inscrite suivant une entente intervenue en décembre 2015 en vue de la vente de TC Offshore qui devrait se clôturer au début de 2016. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour plus d'information. Le bénéfice sectoriel dégagé en 2014 comprenait un gain de 9 millions de dollars lié à la vente de Gas Pacifico/INNERGY en novembre 2014, alors que les résultats de 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 BAIL comparable. Le BAIL comparable ainsi que le BAIIA comparable sont commentés ci-après.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Gazoducs au Canada			
Réseau principal au Canada	1 230	1 334	1 121
Réseau de NGTL	934	856	846
Foothills	107	106	114
Autres gazoducs au Canada ¹	27	22	26
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	2 298	2 318	2 107
Amortissement comparable	(845)	(821)	(790)
BAII comparable des gazoducs au Canada	1 453	1 497	1 317
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)			
ANR	232	189	188
TC PipeLines, LP ^{1,2}	106	88	72
Great Lakes ³	63	49	34
Autres gazoducs aux États-Unis (Bison ⁴ , GTN ⁵ , Iroquois ¹ , Portland ⁶)	84	132	183
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	181	160	100
Échelle internationale et autres ^{1,7}	4	(10)	(4)
Participations sans contrôle ⁸	292	241	186
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	962	849	759
Amortissement comparable	(224)	(219)	(217)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	738	630	542
Incidence du change	206	68	15
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	944	698	557
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(52)	(17)	(35)
BAII comparable du secteur des gazoducs	2 345	2 178	1 839
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur des gazoducs	3 477	3 241	2 852
Amortissement comparable	(1 132)	(1 063)	(1 013)
BAII comparable du secteur des gazoducs	2 345	2 178	1 839

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 1^{er} octobre 2014, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP. Le 1^{er} avril 2015, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP. Avec prise d'effet le 22 mai 2013, notre participation dans TC Pipelines, LP a reculé, passant de 33,3 % à 28,9 %. Le 1^{er} juillet 2013, nous avons vendu notre participation de 45 % dans GTN et Bison à TC Pipelines, LP. Les données ci-après indiquent notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans GTN, Bison et Great Lakes, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes indiquées.

	Pourcentage de participation au					
	31 décembre 2015	1 ^{er} avril 2015	1 ^{er} octobre 2014	1 ^{er} janvier 2014	1 ^{er} juillet 2013	22 mai 2013
TC PipeLines, LP	28,0	28,3	28,3	28,9	28,9	28,9
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :						
Bison	28,0	28,3	28,3	20,2	20,2	7,2
GTN	28,0	28,3	19,8	20,2	20,2	7,2
Great Lakes	13,0	13,1	13,1	13,4	13,4	13,4

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.

⁵ Depuis le 1^{er} avril 2015, nous ne détenons aucune participation directe dans GTN. Notre participation directe antérieure était de 30 % au 1^{er} juillet 2013.

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

⁷ Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY, 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/INNERGY.

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)	2015	2014	2013
Bénéfice net			
Réseau principal au Canada - bénéfice net	213	300	361
Réseau principal au Canada - résultat comparable	213	300	277
Réseau de NGTL	269	241	243
Base d'investissement moyenne			
Réseau principal au Canada	4 784	5 690	5 841
Réseau de NGTL	6 698	6 236	5 938

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 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 réseau principal au Canada était exploité en vertu de la décision de 2013 de l'ONÉ pour la période allant de 2013 à 2017 qui prévoyait un RCA approuvé de 11,5 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et un mécanisme incitatif fondé sur le total des produits nets.

En 2015, le réseau principal au Canada a commencé à être exploité aux termes de la décision de 2014 de l'ONÉ qui a été autorisée par l'ONÉ en novembre 2014 et qui remplace la décision de 2013. La décision de 2014 de l'ONÉ prévoit un RCA approuvé de 10,1 %, avec une fourchette de résultats possibles en termes de RCA atteint de 8,7 % à 11,5 %. Cette décision prévoit également un mécanisme incitatif assorti d'un potentiel favorable et d'un risque défavorable et notre contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts. La stabilisation des droits est assurée grâce au recours continu à des comptes de report permettant de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre nos produits et le coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes, soit six ans.

En 2015, le résultat comparable du réseau principal au Canada a diminué de 87 millions de dollars comparativement à 2014 surtout en raison d'une baisse du RCA approuvé sur une base d'investissement moyenne moins élevée, de la baisse des revenus incitatifs et d'une contribution de 20 millions de dollars après les impôts, ce qui a entraîné une baisse du RCA réalisé à 11,15 %, comparativement au RCA réalisé de 13,18 % en 2014. Le recul de la base d'investissement moyenne en 2015 s'explique avant tout par le report de l'excédent des produits nets de 2014 dans la base d'investissement de 2015.

Le résultat comparable dégagé en 2014 était supérieur de 23 millions de dollars à celui de 2013 en raison des revenus incitatifs plus élevés, ce qui a été compensé en partie par une base d'investissement moyenne moins élevée. 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.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 28 millions de dollars en 2015 par rapport à celui de 2014, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée et des pertes incitatives au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réalisées en 2014. En 2014, le bénéfice net avait reculé de 2 millions de dollars par rapport à 2013 en raison des pertes incitatives au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration de 2014 qui ont été compensées en partie par l'augmentation de la base d'investissement moyenne. Le règlement de NGTL pour 2015 prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprend un mécanisme annuel de partage des coûts au titre des variations de coûts entre le montant réel et fixe des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Le règlement de 2013-2014 de NGTL prévoyait un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait un montant annuel fixe pour

les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et tout écart entre le montant réel et fixe des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration nous revenait.

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 recouvrées 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 le coût total de prestation des services 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 113 millions de dollars US en 2015 par rapport à 2014. Il s'agit d'un effet net découlant :

- de la hausse des revenus de transport de l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR, les ventes de produits de base connexes et le règlement conclu au premier trimestre de 2015 entre ANR et un propriétaire d'installations adjacentes pour dommages causés à un pipeline d'ANR, facteurs partiellement contrebalancés par l'accroissement des dépenses relatives aux travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines d'ANR;
- du résultat plus élevé du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014;
- de l'apport moindre des autres gazoducs aux États-Unis à la suite de la diminution de notre participation dans GTN et Bison suivant la vente à TC PipeLines, LP en avril 2015 et en octobre 2014, respectivement. Ces dessaisissements ont accru le BAIIA de TC PipeLines, LP ainsi que les participations sans contrôle partiellement compensées;
- 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.

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

- 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);
- 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.

Amortissement comparable

L'amortissement comparable a progressé de 69 millions de dollars entre 2014 et 2015, principalement en raison du relèvement de la base d'investissement sur le réseau de NGTL, de l'amortissement relatif à l'achèvement du prolongement de Tamazunchale et de l'incidence du raffermissement du dollar américain. L'amortissement a connu une hausse de 50 millions de dollars en 2014 comparativement à 2013 en raison principalement du relèvement de la base d'investissement du réseau de NGTL ainsi que de l'incidence de la décision de 2013 de l'ONÉ relativement au réseau principal.

Expansion des affaires

En 2015, les charges d'expansion des affaires ont augmenté de 35 millions de dollars comparativement à 2014, avant tout en raison de l'intensification des activités d'expansion des affaires afférentes à nos projets au Mexique. Par ailleurs, nous avons recouvré, au troisième trimestre de 2014, des sommes dues par les partenaires en 2013 en vertu de la loi intitulée Alaska Gasline Inducement Act. Les charges d'expansion des affaires ont diminué de 18 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013 en raison de la modification de la portée du projet de pipelines en Alaska et du recouvrement dont il a été question. Consulter la page 46 pour avoir plus de précisions sur les projets en Alaska.

PERSPECTIVES

Résultat

Gazoducs au Canada

Le bénéfice net tiré des gazoducs à tarifs réglementés varie 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 2016, le réseau principal au Canada sera encore exploité aux termes de la décision de 2014 de l'ONÉ. Nous prévoyons que le résultat du réseau principal au Canada pour 2016 soit légèrement inférieur à celui de 2015 en raison du repli de la base d'investissement.

Nous nous attendons à ce que la base d'investissement du réseau de NGTL s'accroisse encore 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. Cela aura encore un effet positif sur le résultat du réseau de NGTL en 2016. Les modalités du règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017 qui a été négocié récemment avec NGTL prévoient d'ordinaire le maintien du RCA, des taux d'amortissement et du mécanisme incitatif de partage des revenus tout comme ce qui a été établi dans le règlement sur les besoins en produits pour 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

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 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 d'autres décisions en matière 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 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 étant en vigueur jusqu'à la fin de 2015, ce qui a donné lieu à des produits accrus. Le 29 janvier 2016, ANR a déposé auprès de la FERC un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de la *Natural Gas Act* pour demander une hausse de ses tarifs de base. Ces tarifs proposés devraient prendre effet au troisième trimestre de 2016. Ils pourront être remboursés aux clients une fois qu'ils auront été approuvés par la FERC, selon l'issue du processus réglementaire ou des négociations avec les clients d'ANR portant sur le règlement.

Par ailleurs, Great Lakes, Northern Border et GTN ont profité de la conjoncture récente qui a permis d'accroître la valeur de leurs services. Nous continuons de chercher des occasions de miser sur ce succès avec les occasions offertes par la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel lorsque nous nous pencherons sur les modifications touchant leurs activités commerciales, la réglementation et l'exploitation afin de continuer d'optimiser les positions de nos gazoducs pour tirer parti de l'évolution positive des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements.

Gazoducs au Mexique

Dans l'ensemble, le résultat de nos gazoducs au Mexique devrait augmenter en 2016 en raison de l'ajout de deux nouveaux gazoducs, soit à Topolobampo et à Mazatlan, qui devraient être mis en service au quatrième trimestre de 2016. Le résultat de nos

actifs actuellement en exploitation au Mexique devrait être comparable en 2016 à celui de 2015 en raison de la nature des contrats à long terme conclus à l'égard de nos réseaux de gazoducs au Mexique.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé au total des dépenses de l'ordre de 2,7 milliards de dollars en 2015 pour nos gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Nous prévoyons qu'elles s'élèveront à environ 4 milliards de dollars en 2016 et qu'elles viseront plus particulièrement des projets d'expansion du réseau de NGTL, les investissements de maintien d'ANR, les gazoducs de Tuxpan-Tula et de Topolobampo au Mexique, et les projets du réseau principal au Canada.

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 la production gazière aux marchés des 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.

Nos principaux réseaux de gazoducs

La carte des gazoducs figurant à la page 30 présente notre vaste réseau de gazoducs en Amérique du Nord qui relie les principales sources d'approvisionnement et les principaux marchés. Les trois réseaux de gazoducs importants suivants comptent pour environ 80 % des canalisations détenues et exploitées totales.

Le réseau de NGTL : 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. Nous estimons être tout à fait en mesure d'assurer le raccordement de sources d'approvisionnement croissantes provenant du Nord-Est de la Colombie-Britannique et du Nord-Ouest de l'Alberta. Notre vaste programme d'investissement est axé sur les nouvelles installations pipelinières requises sur le réseau de NGTL grâce aux deux zones d'approvisionnement ainsi qu'à la demande croissante pour des services de transport garanti dans le marché des sables bitumineux. Par ailleurs, le réseau de NGTL est très bien positionné pour le raccordement de l'approvisionnement du BSOC à des installations d'exportation de GNL à partir de la côte Ouest canadienne.

Le réseau principal au Canada : Le réseau principal au Canada est un important gazoduc qui a été initialement conçu comme un réseau de livraison sur longue distance qui transporte le gaz naturel depuis le BSOC vers l'Ontario et le Québec dans le but de livrer du gaz naturel par l'intermédiaire des marchés canadiens et américains en aval. Le réseau principal au Canada poursuit sur cette lancée, mais il recourt également à des conduites de transition pour acheminer l'approvisionnement supplémentaire au moyen de pipelines de raccordement qui se situent plus près du marché que dessert ce gazoduc.

Le réseau d'ANR : Le réseau d'ANR est le plus important actif pipelinier américain que nous détenons et exploitons et la longueur de ce réseau se compare à celle du réseau principal au Canada. Le réseau d'ANR a été construit avant tout pour le transport du gaz naturel depuis la côte du golfe et les régions au nord du Texas vers les marchés du Midwest américain. Comme l'approvisionnement depuis la région Nord-Est des États-Unis s'est accru de façon notable, la branche sud-est d'ANR est en voie de passer d'un réseau à prédominance sud-nord à un réseau bidirectionnel faisant en sorte qu'une plus grande quantité de gaz naturel circule du nord au sud.

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 raisonnable 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. De plus, le réseau de NGTL a récemment conclu une entente de deux ans sur les besoins en produits pour 2016 et 2017 laquelle demeure assujettie à l'approbation de l'ONÉ.

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.

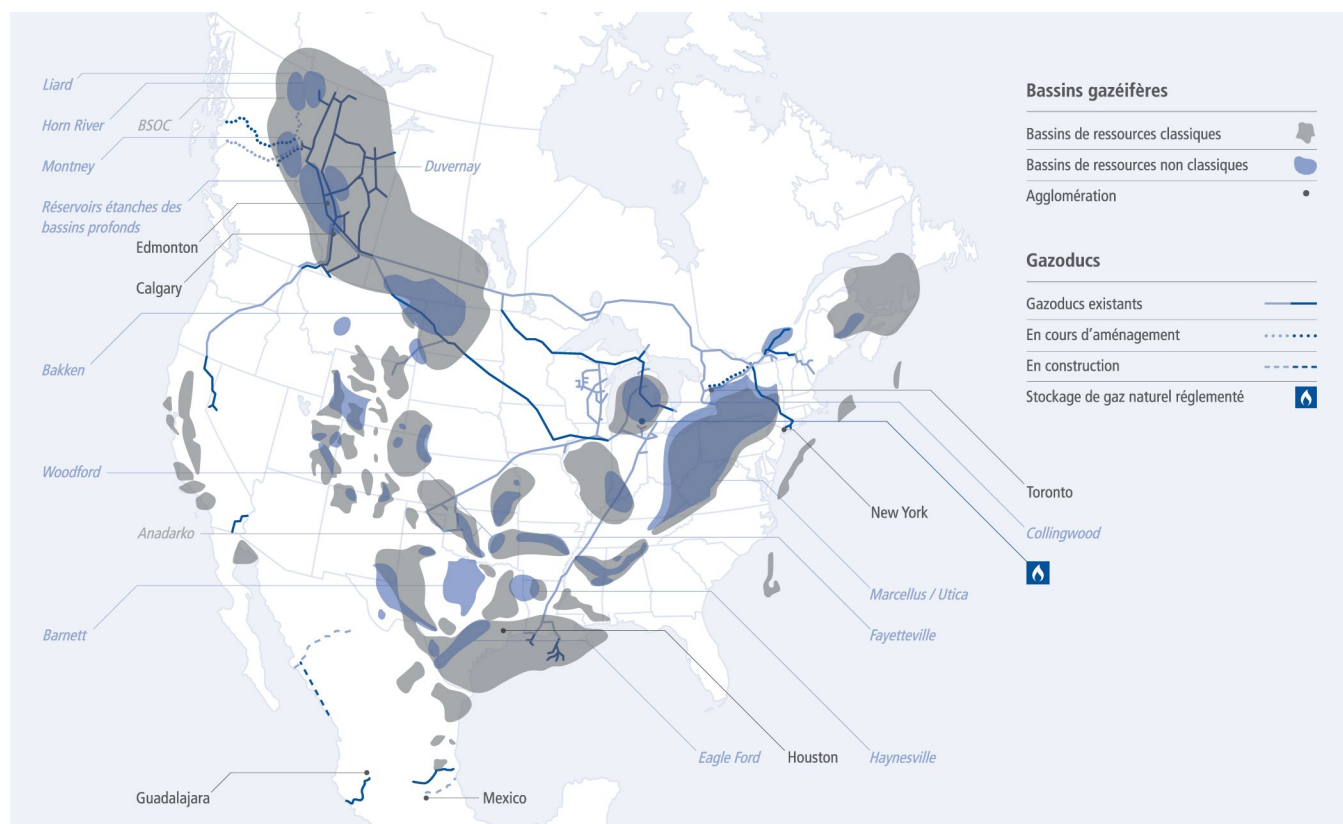
Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés. Il convient toutefois de souligner que la plupart des contrats conclus à l'égard de la construction et de l'exploitation des installations au Mexique sont des contrats à taux fixes négociés à long terme lesquels visent à recouvrer le coût de notre service.

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.

Bassins gazéifères en Amérique du Nord



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. La production du BSOC a augmenté légèrement en 2014 et en 2015 pour atteindre 14,7 Gpi³/j, 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 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 plus de 18 Gpi³/j à la fin de 2015. 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.

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, avec d'importants nouveaux contrats de service à long terme. L'augmentation de l'offre dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et dans le Nord-Ouest de l'Alberta 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 a favorisé 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 bien que les nouveaux projets dont la construction n'a pas été amorcée puissent être reportés en raison du faible prix du pétrole;
- 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 devraient s'accélérer dans cette région et une installation a été chargée de l'ensemble des livraisons au début de 2016. La demande créée par l'ajout de ces nouveaux marchés nous procure des occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinères 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 la tarification connexe 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 pipelinères. Il existe également un lien entre d'autres sources de combustible et leurs prix comme c'est le cas des contrats d'exportation des GNL qui ont toujours été liés au prix du pétrole. En raison de la faiblesse actuelle du prix du pétrole, il sera plus difficile pour les producteurs gaziers d'avancer leurs projets de GNL qui sont liés aux prix du pétrole. À l'opposé, les prix du gaz naturel à la baisse rivalisent extrêmement bien avec les prix de la

production d'électricité à partir du charbon. En 2015, un nombre record de centrales électriques ont eu recours au gaz naturel comme source de combustible, particulièrement aux États-Unis.

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 avons évalué d'autres occasions pour restructurer les droits et les services proposés, et nous continuons de le faire, 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.

En 2016, 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. En août 2015, nous avons annoncé la conclusion d'une entente avec nos sociétés de distribution locales de l'Est dans le but de s'assurer que le résultat net du transfert d'actifs pipeliniers vers Énergie Est et le projet de réseau principal de l'Est fournisse aux consommateurs de gaz de l'Est du Canada une capacité de transport de gaz naturel suffisante et obtiennent une réduction des coûts de transport de gaz naturel. Nous sommes également en voie d'avancer la construction de nouvelles installations dans l'Est du Canada pour accroître l'approvisionnement dans notre réseau à partir de sources situées à proximité des marchés des utilisateurs finals.

Nous poursuivons l'avancement du projet d'installations de 2016-2017 relativement à notre réseau de NGTL grâce aux contrats d'environ 4 Gpi³ afférents à de nouvelles demandes de service garanti pour le transport du gaz naturel ainsi que notre nouveau programme de 2018 qui est soutenu par le service garanti pour le transport de 2,7 Gpi³ supplémentaire sur le réseau.

Notre réseau d'ANR est exploité conformément au règlement tarifaire existant depuis près de 20 ans. En raison des changements apportés aux sources d'approvisionnement traditionnels et aux marchés, des changements nécessaires sur le plan de l'exploitation, des mises à jour requises des infrastructures et des nouvelles exigences des organismes de réglementation qui déterminent l'investissement requis pour l'entretien des installations, la fiabilité et l'intégrité des réseaux, conjugués à l'augmentation des coûts d'exploitation, nous comptons ajuster nos tarifs de transport afin de pouvoir recouvrer adéquatement notre coût afférent à la prestation de service. Pour évaluer nos tarifs, nous préférons préconiser la conclusion d'une entente avec nos expéditeurs procurant des avantages réciproques et c'est là-dessus que nous nous concentrerons en 2016. Parallèlement au processus de règlement intervenu le 29 janvier 2016, ANR a déposé auprès de la FERC un dossier tarifaire en vertu de l'article 4.

Nous sommes également déterminés à assurer davantage de raccordements au rythme de la croissance de la demande et des marchés en ce qui a trait à nos actifs américains.

Le dessaisissement de nos autres gazoducs aux États-Unis en faveur de TC PipeLines, LP demeure un important levier financier à mesure que nous déployons notre programme d'investissements de croissance, sous réserve des besoins réels en termes de financement, des conditions du marché, de l'attrait relatif des autres sources de capitaux et des approbations du conseil de TC PipeLines, LP et de notre conseil.

En 2016, nous voulons terminer la construction des gazoducs de Mazatlan et de Topolobampo, au Mexique, et les mettre en service et faire les demandes d'octroi de permis et de construction du gazoduc de Tuxpan-Tula que nous avons acquis récemment. Nous continuerons 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 nous assurerons que les nouveaux projets cadreront bien avec nos priorités stratégiques.

FAITS MARQUANTS

Gazoducs réglementés au Canada

Réseau de NGTL

En 2015, nous avons mis en service des installations pour un montant de 350 millions de dollars. Pour 2016, le réseau de NGTL continuera d'aménager environ 7,3 milliards de dollars d'installations liées à l'offre et à la demande. Nous détenons pour environ 2,3 milliards de dollars d'installations ayant reçu les approbations réglementaires, dont des installations d'une valeur d'environ 450 millions de dollars en cours de construction. Nous avons présenté une demande d'approbation pour d'autres installations d'une valeur d'environ 2,0 milliards de dollars qui font actuellement l'objet d'un examen réglementaire. Les demandes d'approbation visant la construction et l'exploitation d'autres installations d'une valeur de 3,0 milliards de dollars doivent être déposées.

Notre programme d'investissement décrit précédemment comprend le programme d'expansion de 2018 annoncé récemment portant sur l'injection de 600 millions de dollars supplémentaires au titre d'installations requises pour le réseau de NGTL. Le programme d'expansion de 2018 englobe de multiples projets de pipelines de 20 à 48 pouces de diamètre sur une distance totale d'environ 88 kilomètres (55 milles), d'un nouveau poste de compression, d'environ 35 postes de comptage nouveaux et agrandis et d'autres installations connexes. Les demandes pour obtenir les autorisations pour la construction et l'exploitation des diverses composantes du programme d'expansion de 2018 seront déposées auprès de l'ONÉ entre le deuxième et le quatrième trimestre de 2016. La construction devrait s'amorcer en 2017, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, et toutes les installations devraient être mises en service en 2018.

Réseau principal North Montney

Le projet de canalisation principale North Montney se traduira par une nouvelle capacité importante sur le réseau NGTL, ce qui permettra de répondre aux exigences en matière de transport liées à l'accroissement rapide de la mise en valeur des ressources de gaz naturel dans le bassin de Montney, situé dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Le projet permettra aux ressources du bassin de Montney et du BSOC d'accéder aux marchés du gaz naturel en place et futurs, y compris des marchés de GNL.

Le projet de canalisation principale North Montney sera formé de deux grands tronçons de gazoduc de 42 pouces de diamètre, Aitken Creek et Kahta, pour un total de quelque 301 km (187 milles) de longueur. Seront également compris les installations de comptage connexes, l'emplacement des vannes et les installations de compression. Le projet inclut également un point de raccordement avec notre projet proposé de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR ») permettant de fournir du gaz naturel à l'installation de liquéfaction et d'exportation de GNL proposée de Pacific NorthWest (« PNW ») LNG, non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique. Nous nous attendons à ce que la mise en service des tronçons d'Aitken Creek et de Kahta ait lieu en 2017.

L'ONÉ a approuvé le projet de 1,7 milliard de dollars en juin 2015 sous réserves de certaines modalités. Selon l'une de ces modalités, la construction du projet de canalisation principale North Montney peut commencer uniquement après la réception d'une décision d'investissement finale positive à l'égard du projet proposé de PNW LNG.

Canalisation principale Merrick

Le projet de canalisation principale Merrick proposé, qui transportera le gaz naturel fourni par le truchement du réseau de NGTL jusqu'à l'entrée du gazoduc proposé de Pacific Trail et se rendra jusqu'au terminal de GNL de Kitimat, près de Kitimat, en Colombie-Britannique, a été reporté. Vers la fin de 2015, les partenaires du terminal de GNL de Kitimat nous ont prévenus qu'ils rééchelonnaient le projet d'aménagement de l'installation sur une plus longue période. Comme la canalisation principale Merrick est tributaire de la construction de l'infrastructure en aval, l'entrée en service de cette canalisation n'aura pas lieu avant 2021.

Le projet de canalisation principale Merrick de 1,9 milliard de dollars se composera d'environ 260 kilomètres (161 milles) de canalisations de 48 pouces de diamètre.

Réseau principal au Canada

Projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est

En octobre 2014, nous avons déposé une demande auprès de l'ONÉ en ce qui a trait au projet Énergie Est, afin d'obtenir l'autorisation de transférer une partie de la capacité du réseau principal au Canada du transport du gaz naturel à celui du pétrole brut. Une demande a également été déposée pour le projet de réseau principal de l'Est qui porte sur deux nouvelles installations gazières requises dans le Sud-Est de l'Ontario par suite du transfert proposé des actifs du réseau principal au Canada vers le pétrole brut pour ce qui est du projet Énergie Est.

Des modifications à la demande d'autorisation ont été déposées en décembre 2015 pour tenir compte de l'entente annoncée en août 2015 avec des sociétés de distribution locales de l'Est dans le but de régler les divergences que ces dernières avaient avec Énergie Est et le projet de réseau principal de l'Est. L'entente prévoit que les consommateurs de gaz de l'Est du Canada disposent d'une capacité de transport de gaz naturel suffisante et obtiennent une réduction des coûts de transport de gaz naturel.

Le coût en capital du projet de réseau principal de l'Est est maintenant estimé à 2,0 milliards de dollars. Cette estimation à la hausse découle de la révision de la portée du projet à la suite de l'entente conclue avec des sociétés de distribution locales et de la mise à jour des coûts estimés.

Le projet de réseau principal de l'Est est conditionnel à l'approbation et à la construction de l'oléoduc Énergie Est. Le 27 janvier 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé des mesures provisoires dans le cadre de son évaluation du projet d'oléoduc Énergie Est. Le gouvernement a annoncé qu'il mènera des consultations supplémentaires auprès des groupes autochtones, qu'il contribuera à faciliter une plus grande participation du public au processus de l'ONÉ et qu'il évaluera l'impact du projet sur les émissions de gaz à effet de serre en amont. Le gouvernement demandera une prolongation de six mois du processus d'examen législatif de l'ONÉ et une prorogation de trois mois de la date limite prévue par la loi pour rendre sa décision. Nous passons en revue ces changements et nous en évaluerons l'incidence sur le projet de réseau principal de l'Est.

Autres agrandissements du réseau principal au Canada

En plus du projet de réseau principal de l'Est, de nouvelles installations devront être construites entre 2016 et 2017 pour un total d'environ 700 millions de dollars dans la partie du triangle de l'Est du réseau principal au Canada afin de respecter les ententes contractuelles avec des expéditeurs.

Gazoducs aux États-Unis

Dossier tarifaire d'ANR en vertu de l'article 4

ANR Pipeline a déposé le 29 janvier 2016 un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 pour demander une hausse de ses tarifs de transport maximaux. Les changements apportés aux sources d'approvisionnement et marchés traditionnels, les changements nécessaires sur le plan de l'exploitation, les mises à jour requises des infrastructures et les nouvelles exigences des organismes de réglementation sont à l'origine de l'investissement requis pour l'entretien des installations, la fiabilité et l'intégrité des réseaux ainsi que d'une augmentation des coûts d'exploitation qui font en sorte que les tarifs actuels ne nous permettent pas d'obtenir un rendement raisonnable sur le capital investi. Nous travaillerons aussi en collaboration avec nos clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise de négociations de règlement. Le dernier dossier tarifaire d'ANR a été déposé il y a plus de 20 ans.

Vente de GTN et de PNGTS à TC PipeLines, LP

En avril 2015, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 457 millions de dollars US. Le produit comporte un versement en trésorerie de 264 millions de dollars US, la prise en charge du montant proportionnel de dette de GTN, à savoir 98 millions de dollars US, et l'émission de nouvelles parts de catégorie B de TC PipeLines, LP pour un montant de 95 millions de dollars US.

Le 1^{er} janvier 2016, nous avons conclu la vente d'une tranche de 49,9 % de notre participation totale de 61,7 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP en contrepartie de 223 millions de dollars US, incluant la prise en charge du montant proportionnel de dette de 35 millions de dollars US de PNGTS.

TC Offshore

Le 18 décembre 2015, nous avons conclu une entente visant la vente de TC Offshore LLC à un tiers qui devrait se concrétiser au début de 2016. Par conséquent, au 31 décembre 2015, les actifs et passifs connexes ont été classés comme des actifs et des passifs destinés à la vente et inscrits à leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, ce qui a donné lieu à une provision pour perte de 125 millions de dollars avant les impôts inscrite en 2015.

Gazoducs au Mexique

Gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan

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 estimé à 400 millions de dollars US. Les deux projets sont assortis de contrats d'une durée de 25 ans conclus avec la CFE et ils en sont à la dernière étape de la construction. Ils devraient être mis en service à la fin de 2016.

Gazoducs de Tuxpan-Tula

En novembre 2015, la CFE nous a octroyé le contrat de 25 ans pour construire, détenir et exploiter le gazoduc de Tuxpan-Tula d'un diamètre de 36 pouces s'étendant sur 250 km (155 milles), d'une capacité de 886 Mpi³/j visée par des contrats et d'un coût de 500 millions de dollars US. Le gazoduc acheminera du gaz naturel depuis Tuxpan, dans l'État de Veracruz, jusque dans les États de Puebla et de Hidalgo, ainsi qu'au centre du Mexique. Le gazoduc desservira de nouvelles centrales électriques ainsi que des centrales existantes qui prévoient faire la transition du mazout vers le gaz naturel comme carburant de base. La construction devrait commencer en 2016 et la mise en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2017.

Projets de gazoducs de GNL

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

En juin 2015, la société PNW LNG a annoncé une décision d'investissement finale positive, assujettie à deux conditions, pour le projet proposé d'installation de liquéfaction et d'exportation. La première condition est l'approbation, par l'Assemblée législative de la Colombie-Britannique, d'une entente de conception de projet entre PNW LNG et la Colombie-Britannique. Cette condition a été remplie en juillet 2015. La deuxième condition est une décision réglementaire positive de la part du gouvernement du Canada à l'égard de l'évaluation environnementale du projet de PNW LNG. Cette décision n'a pas encore été rendue.

Au troisième trimestre de 2015, nous avons reçu tous les permis restants de la B.C. Oil and Gas Commission (« BCOGC »). Nous avons donc les onze permis requis pour construire et exploiter TGPR. Le projet a reçu les permis environnementaux nécessaires de la B.C. Environmental Assessment Office (« BCEAO ») en novembre 2014. TGPR dispose désormais de tous les principaux permis réglementaires nécessaires à ce projet.

Nous sommes prêts à entreprendre la construction suivant la confirmation de la décision d'investissement finale par PNW LNG. La mise en service du projet de TGPR est prévue avoir lieu en 2020, mais son calendrier sera harmonisé avec celui de l'installation de liquéfaction de PNW LNG.

Nous poursuivons notre engagement à l'égard des groupes autochtones et avons signé des ententes de projet avec dix groupes des Premières Nations situés le long de l'emprise du pipeline. Les ententes de projet décrivent les avantages financiers et autres auxquels ont droit chacun des groupes des Premières Nations ainsi que les engagements pris à leur égard tant que le projet est en activité.

Le projet TGPR est un gazoduc s'étendant sur 900 km (559 milles) qui transporte du gaz naturel de la zone productrice de Montney à partir d'un point de raccordement proposé avec le réseau de NGTL près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, vers les installations proposées de GNL, près de Prince Rupert, également en Colombie-Britannique. En cas d'abandon du projet, nos coûts de projet (y compris les frais financiers) sont entièrement récupérables.

Coastal GasLink

Nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès des groupes autochtones le long de l'emprise du pipeline et nous avons annoncé la conclusion d'ententes de projet à long terme avec onze groupes des Premières Nations. Ces ententes de projet décrivent les avantages financiers et autres auxquels ont droit chacun des groupes des Premières Nations ainsi que les engagements pris à leur égard tant que le gazoduc demeure en activité.

Par ailleurs, nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès des parties prenantes le long de l'emprise du pipeline ainsi que notre planification détaillée des travaux d'ingénierie et de construction pour affiner les estimations des coûts en capital. À la suite des commentaires reçus, nous avons fait une demande de modifications mineures au tracé prévu auprès de la BCEAO afin de pouvoir présenter une option en ce qui a trait au sujet de préoccupation. On s'attend à obtenir l'autorisation de modifier ce tracé au premier trimestre de 2016. Nous avons reçu huit des dix permis de pipelines et d'installations nécessaires de la BCOGC et prévoyons recevoir les deux autres au premier trimestre de 2016. Coastal GasLink détiendra tous les principaux permis réglementaires nécessaires à ce projet.

Nous débuterons la construction du gazoduc en attendant de recevoir toutes les approbations réglementaires requises et d'obtenir une décision finale d'investissement positive des participants à la coentreprise avec LNG Canada en 2016. La mise en service du gazoduc coïncidera avec les exigences en matière d'exploitation de l'installation de LNG Canada qui sera construite à Kitimat, en Colombie-Britannique. En cas d'abandon du projet, nos coûts de projet (y compris les frais financiers) sont entièrement récupérables.

Coastal GasLink est un gazoduc s'étendant sur 670 km (416 milles) qui transporte du gaz naturel de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'installation proposée de liquéfaction du gaz de LNG Canada située près de Kitimat, en Colombie-Britannique.

Projet de GNL en Alaska

Le 24 novembre 2015, nous avons vendu à l'État de l'Alaska notre participation dans le projet de GNL en Alaska. Le produit de cette vente, soit 65 millions de dollars US, a permis de récupérer entièrement les coûts que nous avons engagés dans ce projet depuis le 1^{er} janvier 2014, y compris les frais financiers. Nous avons ainsi mis un terme à notre participation dans l'aménagement d'un réseau de gazoducs permettant de commercialiser le gaz naturel provenant du versant Nord de l'Alaska.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Voir la page 100 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

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 tous les changements dans les plans de nos clients relatifs à la production gazière et d'examiner la façon dont ces changements peuvent avoir une incidence sur nos actifs actuels et nos nouveaux calendriers de projet. Cet approvisionnement fait toutefois l'objet d'une concurrence livrée de la part de plusieurs gazoducs, à l'intérieur même du bassin. 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 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 de base 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, le calendrier, 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 et des règlements négociés ne se font pas sans une collaboration étroite avec nos parties prenantes.

Construction et exploitation

La construction et l'exploitation de nos pipelines permettant d'assurer le transport du gaz de façon sécuritaire et fiable sont essentielles à la réussite de notre entreprise. 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 la réputation de l'entreprise ainsi qu'à la confiance des clients et du public à l'égard de nos activités. Pour gérer un tel risque, nous misons sur un personnel hautement qualifié, nous faisons appel à des inspecteurs tiers pendant la construction, 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 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 actuelle de pipelines de liquides 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 ainsi que d'élargir les marchés du pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les marchés des États-Unis. Nous pourrions aussi étendre notre offre de services de transport à d'autres domaines de la chaîne de valeur des pipelines de liquides.

Coup d'œil sur la stratégie

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

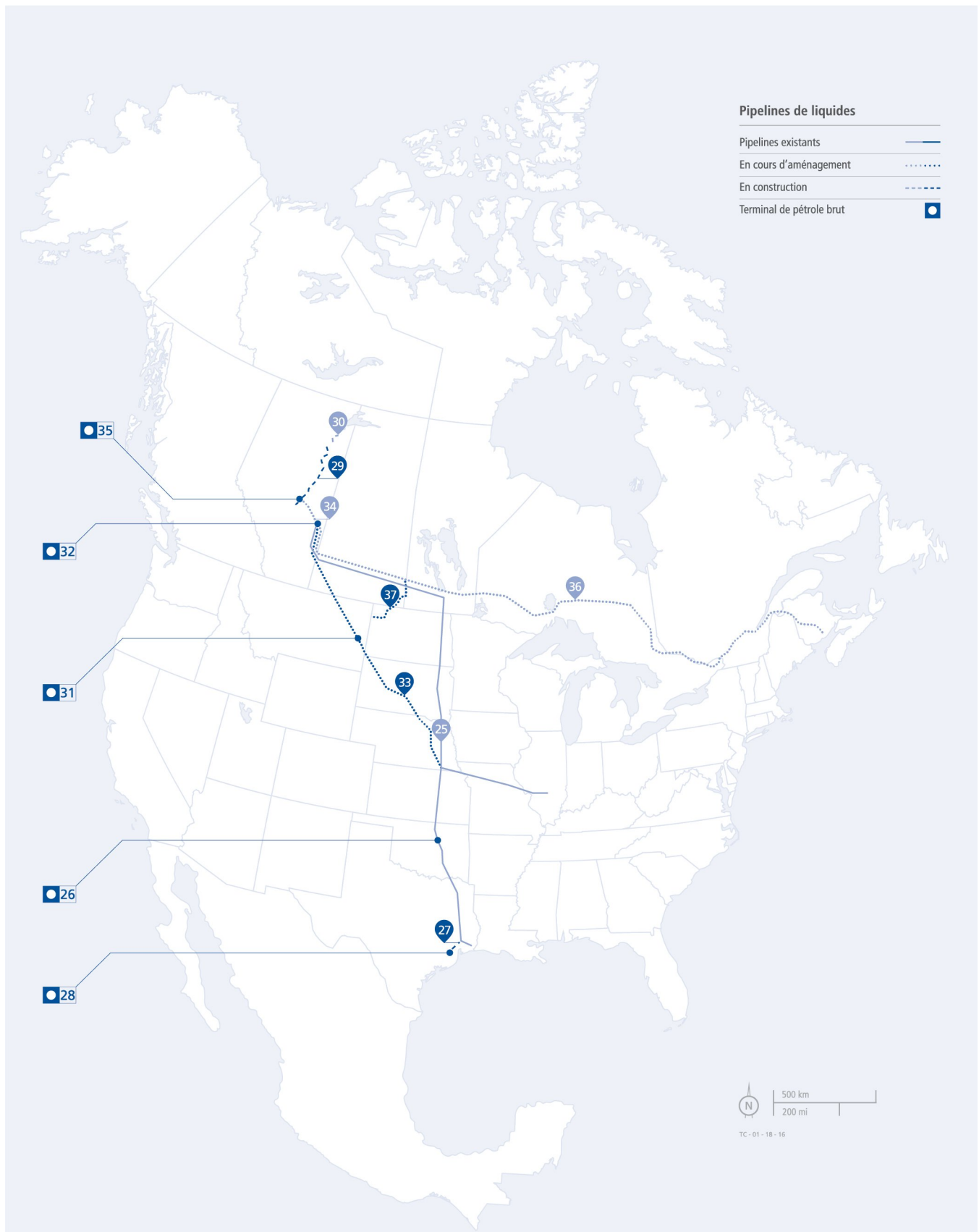
Bien qu'à l'heure actuelle, la croissance de la production de pétrole brut ralentisse en raison de la faiblesse de la demande, nous restons centrés sur la maximisation de la valeur de nos actifs d'exploitation existants, nous veillons à la croissance interne de ces actifs, nous identifions des occasions d'acquisition dans le contexte actuel de repli des prix du pétrole brut et nous positionnons nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui pourraient se présenter lorsque le marché se redressera.

Nous élargissons également 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 et la commercialisation des liquides qui complètent notre infrastructure de transport par pipeline.

L'expansion continue et la construction de nos ouvrages d'infrastructure proposés 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.

Points saillants des résultats de 2015

- Augmentation du débit moyen de l'oléoduc Keystone de 30 000 b/j et du nombre de contrats à long terme pour le transport de 545 000 b/j.
- Conclusion d'ententes définitives avec Magellan Midstream Partners L.P. (« Magellan ») pour le développement conjoint d'un raccord entre notre terminal pétrolier de Houston et le réseau d'acheminement de Magellan, améliorant ainsi la connectivité de nos infrastructures de pétrole brut vers les raffineries et les terminaux de la région de Houston et de Texas City.
- Conclusion d'ententes définitives entre Keyera Corp. et notre pipeline Grand Rapids pour permettre aux producteurs de sables bitumineux en Alberta d'avoir accès à une source de diluant à la fois fiable et économique.
- Création d'une entreprise de commercialisation des liquides afin d'élargir notre offre de services de transport à d'autres domaines de la chaîne de valeur des pipelines de liquides. Les transactions commerciales commenceront en 2016.
- En 2015, le Département d'État des États-Unis a reporté à de multiples reprises l'octroi de la demande de permis transfrontalier pour Keystone XL. Cette demande a finalement été refusée. Nous avons intenté des poursuites et lancé des contestations judiciaires en vertu de l'ALÉNA par suite de ce refus. Nous continuons à soutenir Keystone XL et nous réévaluons nos options, notamment de déposer aux États-Unis une nouvelle demande de permis présidentiel.
- Avancement important dans la construction de nos projets régionaux en Alberta, et des réseaux de pipelines de Grand Rapids et de Northern Courier.
- Dépôt d'une modification à la demande existante d'Énergie Est auprès de l'ONÉ pour ajuster le tracé, la portée et le coût en capital de l'oléoduc Énergie Est en fonction des données exhaustives obtenues auprès du propriétaire foncier, de la collectivité et du client ainsi que des données environnementales.



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	Pipeline et terminal Cushing Marketlink		Terminal et pipeline destinés au 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 (48 milles)	Prolongement du réseau d'oléoducs Keystone vers le marché de raffinage de Houston au Texas.	100 %
28	Terminal de Houston			
29	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 %
30	Pipeline Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills Fort McMurray, en Alberta jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray.	100 %
En cours d'aménagement				
31	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 %
32	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 %
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 (125 milles)	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			
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 BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR). L'amortissement comparable est également une mesure non conforme aux PCGR. Consulter la page 10 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que la page 116 pour un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014	2013
BAIIA comparable	1 322	1 059	752
Amortissement comparable	(266)	(216)	(149)
BAII comparable	1 056	843	603
Poste particulier :			
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	(3 686)	—	—
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(2 630)	843	603

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a reculé de 3 473 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014 pour se chiffrer à une perte sectorielle de 2 630 millions de dollars. La perte sectorielle comprenait une charge de dépréciation avant les impôts de 3 686 millions de dollars liée à Keystone XL et aux projets connexes. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » à la page 57 et à la rubrique « Estimations comptables critiques » à la page 108 pour plus d'information. Ce montant a été exclu du calcul du BAII comparable. Le reliquat du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides équivaut au BAII comparable qui est présenté ci-dessous avec le BAIIA comparable.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014	2013
Réseau d'oléoducs Keystone	1 345	1 073	766
Expansion des affaires dans le secteur des pipelines de liquides	(23)	(14)	(14)
BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides	1 322	1 059	752
Amortissement comparable	(266)	(216)	(149)
BAII comparable du secteur des pipelines de liquides	1 056	843	603
BAII comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	236	215	201
Dollars US	640	570	389
Incidence du change	180	58	13
BAII comparable du secteur des pipelines de liquides	1 056	843	603

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a été de 272 millions de dollars supérieur en 2015 à celui de 2014. L'accroissement est principalement attribuable aux éléments suivants :

- l'accroissement des volumes;
- le bénéfice supplémentaire découlant du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe du Mexique, 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 307 millions de dollars supérieur en 2014 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 du Mexique, 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.

Amortissement comparable

L'amortissement comparable a augmenté de 50 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014 en raison surtout de l'effet du raffermissement du dollar américain. L'amortissement comparable a augmenté de 67 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013 avant tout en raison de la mise en service du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe du Mexique.

PERSPECTIVES

Résultat

Si l'on exclut les postes particuliers, le résultat du secteur des pipelines de liquides en 2016 devrait être légèrement inférieur au résultat de 2015 du fait de l'expiration de contrats à court terme relatifs à Cushing Marketlink et de la dégradation de la conjoncture liée à la baisse du prix du pétrole brut. Par suite du calcul de la charge de dépréciation liée à Keystone XL, toutes les dépenses que nous engagerons à l'avenir relativement à ce projet seront passées en charges le temps que ce projet progresse davantage. Nous avons cessé de capitaliser les intérêts relativement à ce projet depuis le 6 novembre 2015, soit la date à laquelle le permis présidentiel nous a été refusé.

Au fil du temps, nous nous attendons à ce que le résultat du secteur des pipelines de liquides augmente à mesure que les projets en cours de construction et d'aménagement seront mis en service.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées à l'égard des pipelines de liquides ont totalisé 1,3 milliard de dollars en 2015. Nous prévoyons affecter environ 1,2 milliard de dollars en 2016 au titre des dépenses d'investissement et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, particulièrement pour les projets Grand Rapids (phase 1), Northern Courier et Énergie Est.

LES ROUAGES DU SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

Notre secteur des pipelines de liquides comprend des pipelines qui transportent efficacement du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font divers produits pétroliers et il offre des services auxiliaires comme le stockage à court et à long terme de liquides. Nous avons créé une entreprise de commercialisation des liquides afin d'élargir notre offre à d'autres domaines de la chaîne de valeur des pipelines de liquides. Le réseau d'oléoducs Keystone, constituant notre principal actif pipelinier, achemine environ 20 % des exportations de pétrole brut de l'Ouest canadien vers les principaux marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique. Le réseau a transporté plus de 1,1 milliard de barils de pétrole brut depuis sa mise en exploitation en 2010.

Le résultat attribuable à nos pipelines de liquides provient principalement de la capacité pipelinrière vendue aux expéditeurs et visée par des contrats à long terme en contrepartie de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction des livraisons réelles ou du prix des produits de base. 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 à long terme nous permettent de recouvrer les coûts que nous engageons pour la construction et l'exploitation du réseau.

Contexte commercial et priorités stratégiques

Au cours de la dernière décennie, la production nord-américaine de pétrole brut a augmenté de façon significative. Toutefois, le ralentissement de la demande mondiale conjuguée à la stratégie de fixation des parts du marché préconisée par l'OPEP visant à accroître la production ont donné lieu à une offre mondiale excédentaire qui sévit actuellement et qui exerce encore des pressions sur les prix du pétrole brut. L'approvisionnement provenant de la production à coût élevé devrait diminuer si le recul des prix persiste au cours de l'exercice alors que l'offre et la demande devraient mieux s'équilibrer vers la fin de l'exercice.

Notre secteur des pipelines de liquides est bien positionné pour résister à l'impact des fluctuations à court terme des prix des produits de base ainsi qu'à celui des ajustements liés à l'approvisionnement. Nos activités actuelles et nos projets d'aménagement sont visés par des contrats à long terme aux termes desquels nous avons convenu de fournir la capacité pipelinrière 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.

Nous continuons de profiter d'un grand nombre d'occasions de croissance à court terme et nous surveillerons de près le marché afin de pouvoir procéder à des acquisitions stratégiques d'actifs. 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 des liquides 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 2015 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 2016 à 1,3 million de b/j et à 2,5 millions de b/j pour le pétrole brut tiré des sables bitumineux, soit un total d'environ 3,8 millions de b/j. Le rapport prévoit que la production de pétrole brut du BSOC passera à 4,4 millions de b/j d'ici à 2020 et à 5,2 millions de b/j d'ici à 2030. L'ACPP estime, malgré le contexte difficile qui influe sur les prix, que les projets actuels qui en sont à un stade avancé en termes d'aménagement ou de construction contribueront près de 720 000 b/j à la production du BSOC entre 2016 et 2020.

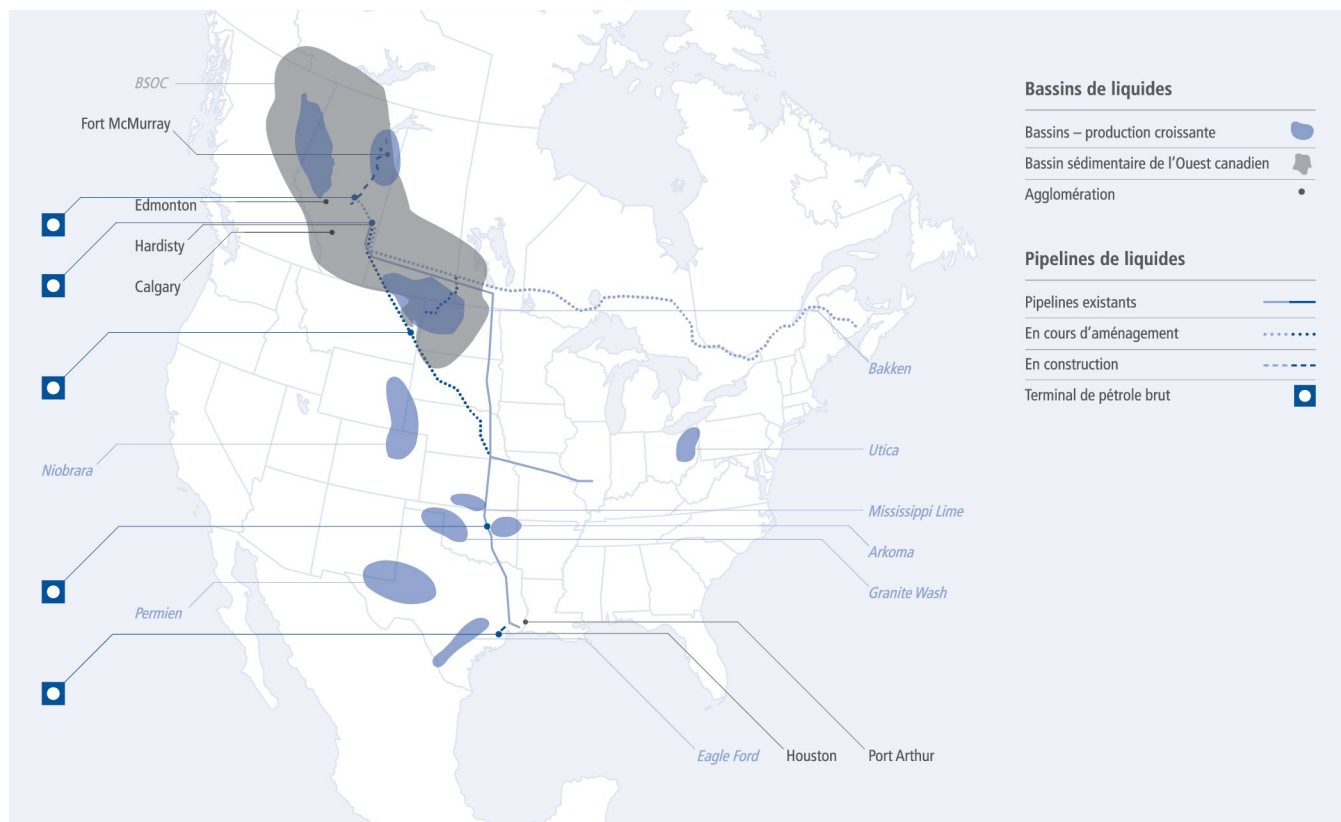
Selon le document publié en mai 2015 et intitulé *Alberta's Energy Reserves 2014 and Supply/Demand Outlook 2015-2024*, l'Alberta Energy Regulator (« AER ») a estimé à environ 166 milliards le nombre de barils pouvant être techniquement et économiquement récupérés dans les sources classiques et les sables bitumineux de l'Alberta. Les réserves de sables bitumineux ont une longue durée de vie. Dans son rapport publié en 2014 et intitulé *Responsible Canadian Energy*, l'ACPP a estimé que la durée de vie des projets d'extraction à ciel ouvert est de 25 à 50 ans pour les sables bitumineux 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 et les projets en cours d'aménagement tels que le projet d'oléoduc Énergie Est proposé, sont visés par des contrats à long terme.

En novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a élaboré un plan intitulé *Climate Leadership Plan* qui porte sur le retrait progressif de l'électricité produite au charbon, l'instauration d'une nouvelle tarification du carbone sur les émissions de GES et d'un plafond pour les émissions produites par les sables bitumineux fixé à 100 mégatonnes par année ainsi que sur la réduction des émissions de méthane. Bien que de plus amples renseignements sur ce plan seront dévoilés dans un proche avenir, on prévoit qu'il permettrait quand même une croissance significative de l'approvisionnement en sables bitumineux et qu'il appuierait l'aménagement futur de l'infrastructure pipelinière visant à raccorder la production en pétrole brut du BSOC pour approvisionner les marchés.

États-Unis

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 entre 2015 et 2020, et un sommet de 10,6 millions de b/j en 2020. Cette augmentation est due aux récentes percées en production de pétrole de schiste, que l'EIA estime à un sommet de quelque 5,6 millions de b/j d'ici à 2020, avant l'amorce d'un déclin après 2022.

Bassins de liquides en Amérique du Nord



La croissance de l'approvisionnement en pétrole de schiste des États-Unis vient principalement du 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 notre projet 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 pipelinrière entre Cushing, en Oklahoma, et le marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Notre pipeline Cushing Marketlink est bien positionné pour acheminer cette offre croissante du fait qu'il est raccordé aux marchés de raffinage de Houston et de Port Arthur, au Texas, et de Lake Charles, en Louisiane.

Le rapport de l'EIA prévoit que, malgré la hausse de la production pétrolière américaine qui a délogé les volumes de brut léger venant de pays tels que le Nigéria et l'Arabie Saoudite, les États-Unis demeureront un importateur net de pétrole brut et que ses importations se chiffreront à 7,6 millions de b/j vers 2040. Les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique ont été construites avant tout pour traiter le brut lourd et de densité moyenne et 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 américaine du golfe du Mexique ont besoin d'environ 3,2 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 court terme ou à plus long terme. Le réseau d'oléoducs Keystone est tout à fait en mesure d'acheminer le brut lourd canadien vers cet important marché.

En décembre 2015, le gouvernement des États-Unis a levé une interdiction sur les exportations de pétrole brut en vigueur depuis 40 ans. En effet, le gouvernement fédéral des États-Unis a supprimé les restrictions pesant sur l'exportation du pétrole brut. La décision devrait permettre de puiser à même la source d'approvisionnement des régions productrices des États-Unis, y compris Cushing, en Oklahoma, pour l'acheminer vers les côtes et nous devrions être témoin de la hausse de la demande des terminaux côtiers de stockage et d'exportation. Notre latéral et le terminal de Houston est bien placé pour répondre à la demande croissante sur ce marché.

Priorités stratégiques

Nous nous concentrons à bonifier notre portefeuille de projets garantis sur le plan commercial qui assureront le transport de pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les marchés clés, à maximiser la valeur de nos actifs actuellement en exploitation, à repérer les occasions d'acquisitions qui se présentent et à élargir notre marché à l'échelle de la chaîne de valeur des pipelines de liquides.

Nous continuons d'étendre l'accès à notre réseau d'oléoducs Keystone sur le marché de la côte américaine du golfe du Mexique à des marchés de raffinage régionaux produisant plus de 4,5 millions de b/j à Houston et à Port Arthur, au Texas, et à Lake Charles, en Louisiane. Un accès étendu au marché pour le réseau d'oléoducs Keystone devrait améliorer le transport des volumes sur de courte et de longue distance. Notre coentreprise constituée avec Magellan Midstream Partners, un raccord de notre latéral et terminal de Houston et celui du réseau d'acheminement de Magellan de Houston et de Texas City, au Texas, améliorera ainsi la connectivité de nos infrastructures de pétrole brut dans la région de Houston. En 2015, nous avons convenu de construire un latéral pour le terminal CITGO Petroleum (« CITGO ») de Sour Lake, au Texas, qui approvisionnera le marché de Lake Charles, en Louisiane.

L'obtention de l'approbation réglementaire pour notre projet d'oléoduc Énergie Est de 15,7 milliards de dollars demeure une priorité clé. Vers la fin de 2015, nous avons déposé une modification à une demande d'autorisation existante auprès de l'ONÉ pour ajuster le tracé proposé, la portée et le coût en capital du projet, pour y refléter des modifications mineures et des changements à la portée du projet qui tiendra compte du retrait de l'installation portuaire au Québec. Le projet continuera de desservir les trois raffineries de l'Est du Canada de même que les collectivités le long des emprises à Montréal et dans la ville de Québec, au Québec, et à St-Jean, au Nouveau-Brunswick.

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 notre participation de 50 % dans 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. Notre coentreprise constituée avec Keyera Corp. améliorera notre capacité d'accéder à une source de diluant fiable et économique pour le pipeline Grand Rapids. En outre, notre pipeline Northern Courier favorisera l'acheminement du nouvel approvisionnement de pétrole extrait des sables bitumineux vers le marché. Lorsque les conditions du marché seront favorables, les projets de pipeline Heartland, des terminaux de TC et du terminal de Keystone à Hardisty soutiendront ces carrefours pétroliers qui permettront aux expéditeurs 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 et de fournir à nos clients une voie homogène de la production à la commercialisation.

Nous avons créé une entreprise de commercialisation des liquides grâce à laquelle nous pourrions tirer des produits supplémentaires en concluant des contrats de location de capacité à court ou à long terme visant le pipeline ou le terminal de stockage, principalement nos actifs, ce qui permettra d'accroître l'utilisation de ces actifs ainsi que la valeur de marché de la capacité en question.

En raison du contexte difficile en matière de prix du pétrole brut, nous surveillerons étroitement le marché à la recherche d'acquisitions d'actifs stratégiques afin d'améliorer la connectivité de notre réseau ou d'étendre notre empreinte en Amérique du Nord. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront à mesure que le contexte commercial se rétablira.

FAITS MARQUANTS

Réseau d'oléoducs Keystone

Au cours du quatrième trimestre de 2015, nous avons conclu des contrats à long terme supplémentaires, portant ainsi à plus de 545 000 b/j le nombre total de barils visés par des contrats. À la clôture de 2015, le réseau d'oléoducs Keystone avait acheminé plus de 1,1 milliard de barils de pétrole brut vers les marchés américains depuis sa mise en exploitation en 2010.

Pipeline de CITGO à Sour Lake

En 2015, nous avons conclu une entente avec CITGO visant la construction d'un pipeline de raccordement de 65 millions de dollars US entre le réseau d'oléoducs Keystone afin d'accéder au terminal de Sour Lake, au Texas, appartenant à CITGO qui approvisionne sa raffinerie de Lake Charles, en Louisiane, d'une capacité de 425 000 b/j. Ce raccordement devrait être en activité au quatrième trimestre de 2016.

Latéral et terminal de Houston

La construction du latéral de Houston 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'élever à 700 000 barils de pétrole brut. L'oléoduc et le terminal devraient être achevés pendant le deuxième trimestre de 2016.

Le 13 janvier 2016, nous avons conclu une entente avec Magellan visant le raccord de notre terminal de Houston et au réseau d'acheminement de Houston et de Texas City, au Texas, de Magellan. Nous détiendrons une participation de 50 % dans ce projet pipelinier évalué à 50 millions de dollars US, ce qui améliorera le raccordement de notre réseau d'oléoducs Keystone au marché de Houston. Le pipeline devrait entrer en activité au premier semestre de 2017, sous réserve de l'obtention de l'ensemble des emprises, des permis et des approbations réglementaires nécessaires.

Keystone XL

Le Département d'État des États-Unis a reporté, au cours de 2015, sa décision relativement à la demande de permis pour Keystone XL, et le permis a finalement été refusé en novembre 2015.

Au 31 décembre 2015, à la suite du refus d'octroyer le permis présidentiel, nous avons soumis notre participation dans Keystone XL et les projets connexes, y compris le terminal de Keystone à Hardisty, à un test de dépréciation. Ce test nous a permis de déterminer que la valeur comptable de ces actifs n'était plus recouvrable, et nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie totalisant 3,7 milliards de dollars (2,9 milliards de dollars après les impôts). La charge de dépréciation correspond à l'excédent de la valeur comptable de 4,3 milliards de dollars sur la juste valeur de 621 millions de dollars, y compris une juste valeur de 93 millions de dollars pour le terminal de Keystone à Hardisty. Le terminal de Keystone à Hardisty reste en veilleuse, et sa date de mise en service estimative sera dictée par les besoins du marché. Le calcul de cette dépréciation fait l'objet d'une analyse à la rubrique « Estimations comptables critiques » à la page 108.

En novembre 2015, nous avons renoncé à notre demande d'autorisation du tracé pour le projet Keystone XL que nous avons déposé auprès de la Public Service Commission de l'État du Nebraska. Cette demande avait été déposée initialement en octobre 2015. Ce retrait ne porte aucun préjudice car il ne nous empêche pas de déposer une autre demande si nous décidons de poursuivre le projet.

Le 5 janvier 2016, la Public Service Commission du Dakota du Sud a reconnu la certification de Keystone qui confirme que l'entreprise satisfait toujours aux conditions énoncées dans son permis obtenu en 2010 dans cet État.

Le 6 janvier 2016, nous avons déposé un avis d'intention visant à déposer une réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'ALENA pour faire suite à la décision de l'administration américaine de refuser l'octroi d'un permis présidentiel pour ce qui est de l'oléoduc Keystone XL sur la base que la décision est arbitraire et injustifiée. Nous cherchons à recouvrer des coûts ainsi que des dommages-intérêts que nous avons estimés à plus de 15 milliards de dollars US au moyen de la réclamation fondée sur l'ALENA, du fait du défaut de l'administration américaine d'honorer ses obligations en vertu de l'ALENA. Ce litige en est à une étape préliminaire et la probabilité d'une issue favorable et l'incidence qui pourrait en découler sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation demeurent actuellement inconnues.

Toujours le 6 janvier 2016, nous avons déposé une poursuite auprès du tribunal fédéral des États-Unis à Houston, au Texas, invoquant le fait que la décision rendue par le président américain de ne pas autoriser la construction de Keystone XL outrepassait ses compétences aux termes de la Constitution américaine. La poursuite intentée au tribunal fédéral ne vise pas à obtenir des

dommages-intérêts, mais plutôt une déclaration selon laquelle le refus d'octroi de permis n'a aucun fondement et qu'aucune intervention du président n'est requise avant que la construction du pipeline ne commence.

Nous continuons d'appuyer Keystone XL et de passer en revue nos options, dont le dépôt d'une nouvelle demande de permis transfrontalier.

Oléoduc Énergie Est

En avril 2015, nous avons annoncé que nous n'allions pas procéder à la construction d'un terminal maritime proposé ni d'un réservoir connexe à Cacouna, au Québec, et ce, en raison de la reclassification recommandée parmi les espèces menacées des bélugas qui sont des espèces indigènes. À la suite de consultations auprès des parties prenantes et des expéditeurs, nous avons annoncé en novembre 2015 notre intention de modifier la demande d'autorisation d'Énergie Est afin que soit retirée du projet une installation portuaire au Québec et procéder à la construction d'un seul terminal maritime, soit à St-Jean, au Nouveau-Brunswick. Le 17 décembre 2015, nous avons déposé une modification à une demande d'autorisation existante auprès de l'ONÉ pour ajuster le tracé proposé, la portée et le coût en capital du projet afin de refléter des modifications mineures et des changements à la portée du projet pour tenir compte du retrait de l'installation portuaire au Québec. Le projet continuera de desservir les trois raffineries de l'Est du Canada de même que les collectivités le long des emprises à Montréal et dans la ville de Québec, au Québec, et à St-Jean, au Nouveau-Brunswick.

Le coût en capital afférent aux modifications de la portée du projet et du calendrier, telles qu'elles sont reflétées dans la demande modifiée, se chiffre désormais à 15,7 milliards de dollars et ce montant ne comprend pas la valeur de transfert des actifs liés au gaz naturel du réseau principal au Canada. Aux termes des contrats d'approvisionnement à long terme visant le projet d'une capacité de 995 000 b/j, dont la durée moyenne est de 19 ans, 725 000 b/j seront acheminés dans des raffineries du Québec ou de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, qui ont été désignées comme des points de livraison. Au total, 270 000 b/j sont encore sous contrat pour être livrés sur le marché québécois, y compris à un terminal maritime au Québec; toutefois, le point de livraison de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, n'est pas compris dans ce contrat. Des pourparlers sont en cours avec ces expéditeurs dans le but de soustraire le terminal maritime au Québec des modalités de leurs contrats de transport.

Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons d'ici la fin de 2020. Or, le 27 janvier 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé des mesures provisoires dans le cadre de son évaluation des projets pipeliniers, dont celui du projet Énergie Est. Le gouvernement a annoncé qu'il mènera des consultations supplémentaires auprès des groupes autochtones, qu'il contribuera à faciliter une plus grande participation du public au processus de l'ONÉ et qu'il évaluera l'impact d'Énergie Est sur les émissions de gaz à effet de serre en amont. Le gouvernement demandera une prolongation de six mois du processus d'examen législatif de l'ONÉ et une prorogation de trois mois de la date limite prévue par la loi pour rendre sa décision, ce qui portera le temps total d'examen à 27 mois. Nous passons en revue ces changements et nous en évaluerons l'incidence sur le projet.

Pipeline Northern Courier

La construction du réseau de pipelines se poursuit en vue de transporter du bitume et du diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta. Il convient de souligner que le projet fait l'objet de contrats qui ont été négociés à long terme avec Fort Hills, le partenaire dans ce projet. Nous prévoyons que le réseau de pipelines sera prêt pour la mise en service en 2017.

Projet de pipeline Heartland et de terminaux de TC

Le pipeline Heartland achemine du pétrole brut en 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, située au début du pipeline de Heartland. La construction a été reportée et la date de mise en service sera déterminée en fonction des exigences de l'industrie et de notre client.

Pipeline Grand Rapids

Le pipeline Grand Rapids est un réseau de pipelines de transport de brut et de diluant de 36 pouces et de 20 pouces de diamètre respectivement qui relie la zone de production au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, aux terminaux de la région d'Edmonton-Heartland, toujours en Alberta. Nous avons constitué une coentreprise avec Brion Energy pour aménager le pipeline Grand Rapids. Chaque partenaire détiendra 50 % du projet pipelinier. Nous sommes chargés de la construction du projet et nous en serons l'exploitant une fois que le pipeline sera prêt.

La phase 1 de la construction d'un pipeline de 20 pouces de diamètre partant du nord de l'Alberta vers Edmonton, dans cette même province, et d'un pipeline de 36 pouces de diamètre entre Edmonton et Fort Saskatchewan, en Alberta, va bon train. Nous prévoyons que le service de transport du brut de la phase 1 commencera en 2017. La construction de la phase 2, soit celle du pipeline plus large (36 pouces), est actuellement reportée et la mise en service ira de pair avec une demande suffisante des marchés.

En août 2015, une entente de coentreprise est intervenue entre Grand Rapids et Keyera Corp. pour la prestation de service de transport de diluant qui sera acheminé par le pipeline de 20 pouces de diamètre entre Edmonton et Fort Saskatchewan, en Alberta. Ce pipeline qui devrait être mis en service au deuxième semestre de 2017. La coentreprise prendra part à la phase 1 du pipeline Grand Rapids qui procurera à nos expéditeurs de meilleures options d'approvisionnement en diluant.

Pipeline Upland

En avril 2015, nous avons déposé une demande pour obtenir le permis présidentiel des États-Unis pour ce qui est du pipeline Upland. Ce pipeline assurera le transport de pétrole brut à partir et entre de multiples points au Dakota du Nord et se reliera 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 2020. Les contrats commerciaux que nous avons conclus pour le pipeline Upland sont conditionnels à la poursuite du projet Énergie Est. Nous examinons actuellement les mesures provisoires mises de l'avant par le gouvernement fédéral du Canada relativement à l'examen des projets pipeliniers et nous en évaluerons l'incidence sur le pipeline Upland.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des pipelines de liquides. Voir la page 100 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.

Bien que la majeure partie des coûts de l'énergie servant à alimenter le réseau d'oléoducs Keystone soit imputée à nos expéditeurs, une partie de notre volume est assujettie à une structure tarifaire fixe globale qui nous expose aux fluctuations des coûts de l'énergie lesquelles peuvent avoir une incidence sur notre résultat.

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. Parallèlement, 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. Enfin, le fait de modifier les exigences en matière d'environnement ou de réviser le processus de réglementation actuel peut avoir une incidence sur le moment de l'obtention des permis pour nos pipelines de liquides. Pour gérer ces risques, nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation et d'affaires gouvernementales 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 selon laquelle 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 davantage 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 du pétrole brut 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 de liquides 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 et de condensat entre les régions productrices et les marchés de raffinage et d'exportation d'Amérique du Nord. Nous faisons face aussi à la concurrence d'autres sociétés du secteur intermédiaire qui cherchent également à transporter ces approvisionnements de pétrole brut et de condensat 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.

Commercialisation des liquides

Notre entreprise de commercialisation des liquides générera des produits en misant sur l'utilisation des actifs et en concluant des contrats de location de capacité à court ou à long terme visant le pipeline ou le terminal de stockage.

La volatilité des prix des produits de base et l'évolution des conditions de marché pourraient avoir une incidence sur la valeur de ces contrats de location de capacité. La disponibilité d'autres réseaux de canalisations pouvant livrer des liquides dans les mêmes régions peut également affecter la valeur des contrats. L'entreprise de commercialisation des liquides se conforme à nos politiques en matière de gestion de risques décrites à la rubrique « Autres renseignements - Risques et gestion des risques ».

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 13 100 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 situent dans les États de New York, de la Nouvelle-Angleterre et de l'Arizona. Les actifs sont en grande partie visés par des contrats à long terme et certains produisent à faible coût la charge de base alors que d'autres, situés dans cette zone, 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 totale albertaine. Notre capacité de stockage et de services connexes, compte tenu des installations de stockage de gaz naturel réglementées qui sont situées dans l'État du Michigan et qui font partie du secteur des gazoducs, se chiffre à plus de 350 Gpi³.

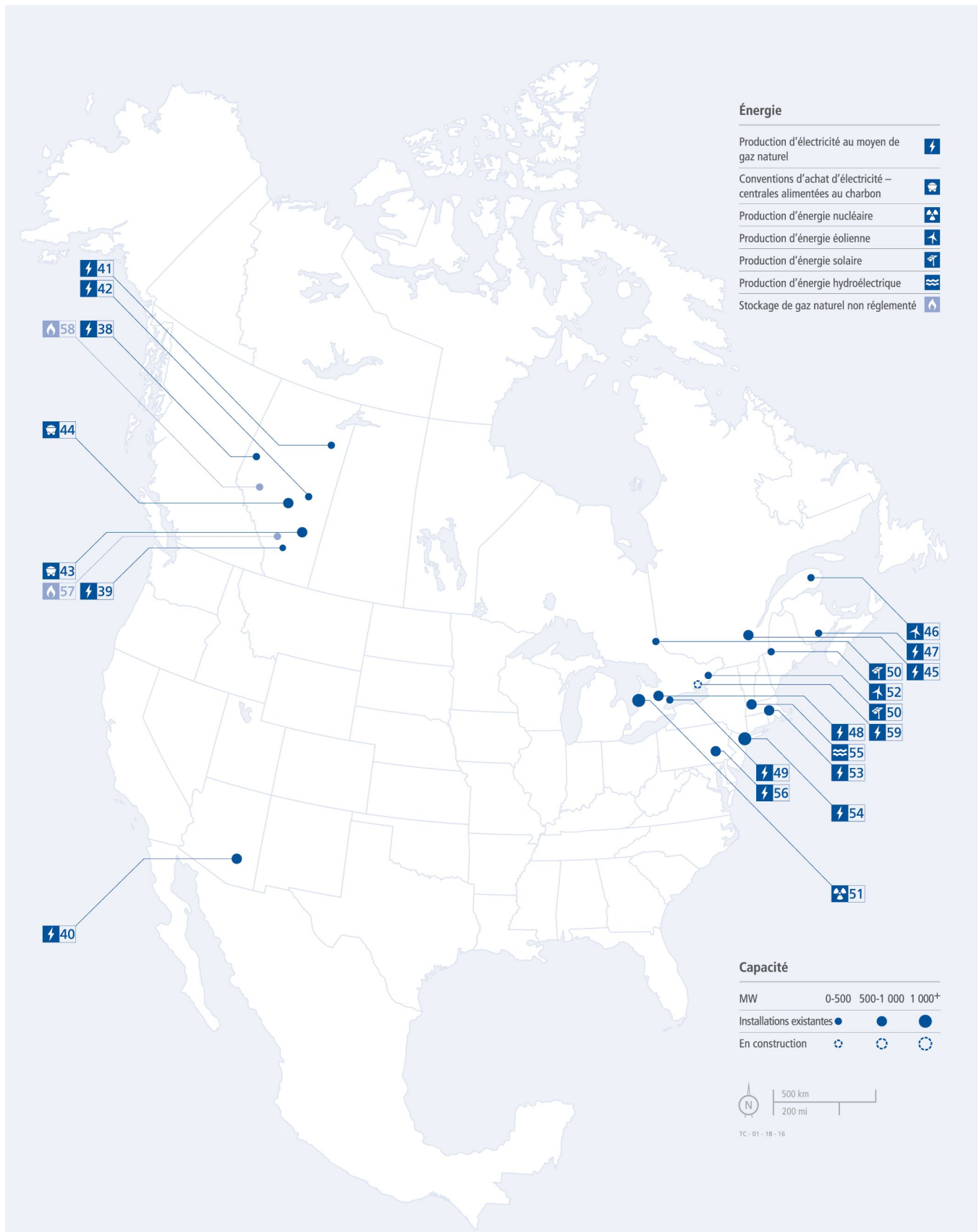
Coup d'œil sur la stratégie

Nous nous concentrons sur la croissance d'un portefeuille varié d'actifs de production d'énergie visés par contrat et à faible coût 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.

- Nous misons sur notre expérience acquise dans la construction et l'exploitation tout en investissant dans diverses technologies de production d'électricité, différents combustibles et structures commerciales pour remplacer des infrastructures désuètes et pour participer à la transition des centrales d'électricité à teneur élevée en carbone vers des centrales alimentées en gaz naturel, à énergie renouvelable et sans émission.
- Nous voulons poursuivre notre stratégie de croissance interne et moderniser nos sites actuels afin de pouvoir accroître davantage la valeur de nos investissements actuels.
- Nous voulons maximiser la valeur de nos actifs existants de stockage de gaz naturel non réglementés en Alberta. Pour équilibrer et assurer la souplesse du réseau gazier, la capacité de stockage de gaz naturel devrait s'accroître 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 l'ajout des marchés d'exportation de GNL.

Points saillants des résultats de 2015

- Croissance interne à Bruce Power : entente conclue avec la SIERE en vue de prolonger la durée de vie utile de l'installation Bruce Power jusqu'en 2064 et d'acquérir une participation additionnelle dans cette installation, principale source de production d'électricité à faible teneur en émissions pour l'Ontario assujettie à un contrat à long terme.
- Acquisition de la centrale Ironwood : située stratégiquement à proximité du gisement de schiste de Marcellus, la centrale alimentée au gaz naturel tire ses produits de la capacité et du secteur de l'énergie sur le marché énergétique PJM, la plus vaste région recourant principalement à des liquides pour la production d'électricité en Amérique du Nord. Cette centrale est bien positionnée sur un marché qui délaisse la production d'électricité par des centrales alimentées au charbon pour se tourner vers le gaz naturel, et se greffer à nos activités existantes de commercialisation dans le secteur du gros.
- Modification apportée au contrat de Bécancour : signature d'une entente avec Hydro-Québec pour répartir jusqu'à 570 MW en puissance garantie en pointe hivernale pour une durée de 20 ans, à compter de décembre 2016. Des paiements annuels s'ajouteront aux paiements de capacité existants.
- Début de la construction de la centrale alimentée au gaz naturel à Napanee, d'une capacité de 900 MW.



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 et de Portlands Energy.

	capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation	
Installations énergétiques au Canada Capacité de production de 8 571 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	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 ¹)	353 ²	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 ²	énergie éolienne	Cinq projets éoliens	Gaspésie (Québec)	62 %
47	Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération	Saint John (New Brunswick)	100 %
48	Halton Hills	683	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Halton Hills (Ontario)	100 %
49	Portlands Energy	275 ²	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 3 023 MW						
51	Bruce Power	3 023 ²	énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	48,5 %

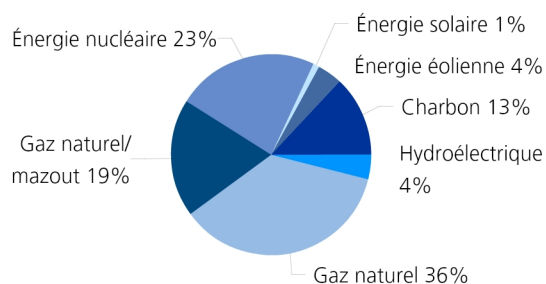
		capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation
Installations énergétiques aux États-Unis Capacité de production de 4 533 MW						
52	Projet éolien de Kibby	132	énergie éolienne	Parc éolien	Cantons de Kibby et de Skinner (Maine)	100 %
53	Ocean State Power	560	gaz naturel	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	(New Hampshire, Vermont et Massachusetts) Sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield	100 %
56	Ironwood ³	778	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Lebanon (Pennsylvania)	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi ³						
57	CrossAlta	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Crossfield (Alberta)	100 %
58	Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Edson (Alberta)	100 %
En construction						
59	Napanee	900	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Greater Napanee (Ontario)	100 %

¹ 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.

² Notre quote-part de la capacité de production.

³ Acquisition réalisée le 1^{er} février 2016.

Électricité produite selon le combustible



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). L'amortissement comparable est également une mesure non conforme aux PCGR. Consulter la page 10 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que la page 116 pour un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
BAIIA comparable	1 280	1 348	1 363
Amortissement comparable	(336)	(309)	(294)
BAIL comparable	944	1 039	1 069
Postes particuliers (avant les impôts) :			
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	(59)	—	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	(36)	—	—
Gain à la vente de Cancarb	—	108	—
Résiliation du contrat avec Niska	—	(43)	—
Activités de gestion des risques	(37)	(53)	44
Bénéfice sectoriel	812	1 051	1 113

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 239 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014 et de 62 millions de dollars en 2014 par rapport à 2013 et il comprenait les postes particuliers suivants qui ont été exclus du BAIL comparable :

- une charge de 59 millions de dollars avant les impôts au titre de la perte de valeur d'un équipement de turbine acheté pour un nouveau projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé. Nous avons récemment évalué la possibilité d'utiliser cet équipement pour divers autres projets, et ces évaluations étayaient la dépréciation de la valeur comptable. Voir la rubrique « Estimations comptables critiques » à la page 108 pour un complément d'information;
- une charge de 36 millions de dollars avant les impôts liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- le gain de 108 millions de dollars en 2014 à la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité, qui a été conclue en avril 2014;
- une perte nette de 43 millions de dollars en 2014 découlant du paiement de résiliation du contrat avec Niska Gas Storage prenant effet le 30 avril 2014;
- les gains et les pertes non réalisés 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)	2015	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	(8)	(11)	(4)
Installations énergétiques aux États-Unis	(30)	(55)	50
Stockage de gaz naturel	1	13	(2)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(37)	(53)	44

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 naturel et l'énergie et le volume de nos positions 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 sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Les postes particuliers mentionnés ci-dessus ont été exclus de nos calculs du BAII comparable. Le solde du bénéfice 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)	2015	2014	2013
Installations énergétiques au Canada			
Installations énergétiques de l'Ouest	72	252	355
Installations énergétiques de l'Est ¹	394	350	322
Bruce Power	285	314	310
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada²	751	916	987
Amortissement comparable	(190)	(179)	(172)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada²	561	737	815
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)			
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	418	376	323
Amortissement comparable	(105)	(107)	(107)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	313	269	216
Incidence du change	87	27	7
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	400	296	223
Stockage de gaz naturel et autres			
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	15	44	63
Amortissement comparable	(12)	(12)	(12)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	3	32	51
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(20)	(26)	(20)
BAII comparable du secteur de l'énergie²	944	1 039	1 069
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur de l'énergie²	1 280	1 348	1 363
Amortissement comparable	(336)	(309)	(294)
BAII comparable du secteur de l'énergie²	944	1 039	1 069

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.

² Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations dans ASTC Power Partnership et Portlands Energy et notre quote-part du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable dans Bruce Power.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a été inférieur de 68 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014, ce qui tient compte :

- du résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés et de celle des volumes des CAE;
- du résultat plus élevé du secteur de l'électricité aux États-Unis, en raison de l'accroissement des marges et des volumes de ventes à des clients des secteurs industriel, commercial et de gros, ce qui a été compensé en partie par la baisse des produits tirés de la capacité dans la région de New York et par celle des prix réalisés par nos installations de production d'électricité situées dans le Nord-Est des États-Unis;
- du résultat à la hausse des installations énergétiques de l'Est principalement attribuable aux quatre installations d'énergie solaire acquises en 2014;
- du résultat moindre tiré de la centrale Bruce Power en raison des charges d'exploitation élevées et neutralisées en grande partie par un nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation imprévu à Bruce A ainsi que de la hausse des charges d'exploitation et de la baisse des gains tirés des activités de passation de contrats compensées en partie par des frais de location moins élevés à Bruce B;
- du résultat moindre tiré du stockage de gaz naturel par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké;
- le raffermissement du dollar américain et son effet positif sur l'incidence du change.

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 hydro-électriques des États 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 résultat moindre tiré du stockage de gaz naturel par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

PERSPECTIVES

Résultat

Nous prévoyons que le bénéfice du secteur de l'énergie pour 2016 se maintiendra au même niveau que celui de 2015, en supposant l'effet net des attentes suivantes :

- l'acquisition de la centrale Ironwood, en Pennsylvanie;
- l'augmentation de notre participation dans Bruce Power ;
- l'intensification des activités d'entretien prévu à Bruce Power;
- l'apport inférieur des activités de commercialisation des installations énergétiques aux États-Unis;
- le recul des prix de capacité réalisés de New York;
- l'apport inférieur de nos exploitations de production d'électricité dans l'Est du Canada;
- l'affaiblissement des prix des produits énergétiques de base en Amérique du Nord;
- la hausse de la tarification sur les émissions de GES en Alberta.

Bien qu'une grande partie de la production du secteur de l'énergie 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 résultat attribuable aux installations énergétiques de l'Ouest pour 2016 devrait se situer au même niveau que celui de 2015. On prévoit pour 2016 que le marché de l'électricité en Alberta sera bien approvisionné, que la croissance de la demande sera plus lente et que les prix du gaz naturel seront peu élevés. Le prix moyen au comptant de l'électricité devrait encore être inférieur à court terme; ainsi, le prix moyen au comptant de l'électricité pour 2016 devrait se maintenir au même niveau que celui de 2015. Le prix moyen au comptant de l'électricité en 2015 (33 \$ le MWh) était beaucoup plus bas que celui de 2014 (50 \$ le MWh), principalement en raison de l'offre soutenue et de la tension sur les prix du gaz naturel peu élevés.

En 2015, le gouvernement de l'Alberta a procédé à une refonte des politiques en matière de GES et il a mis de l'avant certaines de ces politiques qui touchent le secteur de la production d'électricité. Les coûts de conformité en matière de GES associés à nos CAE devaient augmenter en 2016. La refonte et les modifications qu'a apportées le gouvernement de l'Alberta au règlement SGER augmente la cible de réduction des émissions à 15 % et la taxe sur le carbone à 20 \$ la tonne en 2016, comparativement à 12 % et à 15 \$ la tonne, respectivement, en 2015. Il y a lieu de consulter la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information.

Le gouvernement de l'Alberta a également annoncé à l'automne 2015 une nouvelle politique sur les changements climatiques où on y précise que la province doit transiter vers une économie à plus faible taux d'émission de carbone. Ce plan prévoit l'entrée en vigueur d'une taxe sur le carbone à l'échelle de la province à compter de 2017, la mise hors service des centrales au charbon d'ici 2030 et l'ajout de sources importantes d'énergie électrique renouvelables. Les sources renouvelables et le gaz naturel constitueront, dans une large mesure, les sources d'approvisionnement futures de l'Alberta. Nous possédons l'expertise nécessaire pour construire et exploiter des installations ainsi que pour investir dans diverses technologies de production d'électricité et nous sommes bien positionnés pour participer à la transformation qui aura cours en Alberta pour ce qui est de l'approvisionnement en électricité.

Installations énergétiques de l'Est

Toute la production de nos actifs énergétiques dans l'Est du Canada est entièrement 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 légèrement inférieur en 2016 en raison du repli des produits contractuels de Bécancour et du bénéfice moindre tiré de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée. À compter de décembre 2016, le résultat attribuable aux installations énergétiques de l'Est bénéficiera des retombées positives de l'entente conclue avec Hydro-Québec visant à amender le contrat d'approvisionnement en électricité de Bécancour pour permettre à Hydro-Québec de répartir jusqu'à 570 MW en puissance garantie en pointe hivernale depuis la centrale de Bécancour.

Bruce Power

Nous prévoyons que la quote-part du bénéfice de Bruce Power pour 2016 sera au même niveau que celle de 2015. L'effet positif de la participation supplémentaire dans Bruce Power obtenue le 3 décembre 2015 devrait être atténué par l'intensification des activités d'entretien prévu en 2016.

Pendant le deuxième trimestre de 2016, les réacteurs 1 à 4 de Bruce devraient être mis hors service pendant environ un mois pour permettre un essai de l'enceinte de confinement. Dans le cadre de ces travaux, on y inspecte et entretient les principaux éléments clés des systèmes de sécurité du site, dont les structures de confinement. L'inspection doit avoir lieu environ une fois tous les dix ans. D'autres activités d'entretien prévu aux installations doivent avoir lieu pendant les premier et quatrième trimestres de 2016. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2016 devrait se situer dans les environs de 80 %.

La nouvelle entente conclue avec la SIERE qui prévoit la prorogation de la durée de vie utile de l'installation Bruce Power jusqu'en 2064 et l'acquisition d'une participation additionnelle dans cette installation devrait assurer la croissance à long terme du résultat. Il y a lieu de consulter la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information.

Installations énergétiques aux États-Unis

Le résultat de 2016 généré par les installations énergétiques aux États-Unis devrait être supérieur à celui de 2015 suivant notre acquisition de la centrale Ironwood, située à Lebanon, en Pennsylvanie, le 1^{er} février 2016, ce qui a été compensé en partie par l'effritement des marges de commercialisation et le repli des prix des produits de base.

Les marchés énergétiques du Nord-Est des États-Unis sont actuellement bien approvisionnés. Nous prévoyons que les prix se maintiendront à des niveaux plus bas en 2016 et que la volatilité sera à des niveaux plus normaux.

Au cours des dernières années, les contraintes liées aux gazoducs en Nouvelle-Angleterre ont provoqué une forte volatilité des prix pendant les mois d'hiver, ce qui a accru les marges saisonnières dégagées par les activités de commercialisation de nos installations énergétiques aux États-Unis en 2015. Le marché a réagi à cette volatilité accrue et la mise en œuvre de programmes de fiabilité de l'approvisionnement en hiver a atténué l'impact de l'offre réduite en gaz naturel, réduisant ainsi la volatilité du prix de l'électricité. Le résultat attendu pour 2016 reculera également en raison de cette volatilité réduite des prix.

Nos installations de production d'électricité situées dans le Nord-Est des États-Unis, plus particulièrement celle de Ravenswood, dans l'État de New York, affichent également des produits appréciables en raison de leur présence dans les marchés régionaux de la capacité. Les prix au comptant pour New York devraient être en moyenne plus bas en 2016 qu'en 2015, du fait surtout d'une diminution des exigences locales pour ce qui est de la structure de tarification de la capacité.

Stockage de gaz naturel

Les écarts saisonniers des prix du gaz naturel devraient légèrement s'améliorer en 2016. En outre, la décision de procéder à des arrêts d'exploitation des gazoducs en 2015 devrait avoir une incidence positive sur le résultat de 2016. Par conséquent, l'apport de ce secteur devrait être légèrement supérieur en 2016 par rapport aux résultats de 2015.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé un total de 0,4 milliard de dollars pour les projets d'investissement du secteur de l'énergie en 2015 et elles devraient atteindre environ 0,6 milliard de dollars en 2016.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

En 2015, nous avons acquis une participation supplémentaire de 14,89 % dans Bruce B pour une contrepartie de 236 millions de dollars et investi 0,2 milliard de dollars dans Bruce Power pour divers projets d'investissement. Nous prévoyons consacrer environ 0,3 milliard de dollars dans Bruce Power en 2016.

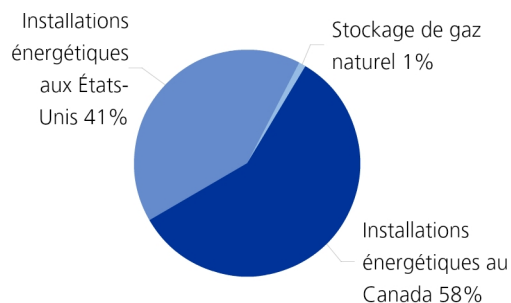
L'acquisition de la centrale Ironwood à Lebanon, en Pennsylvanie, s'est clôturée à 657 millions de dollars US le 1^{er} février 2016, compte non tenu des ajustements postérieurs à la clôture.

LES ROUAGES DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte trois groupes :

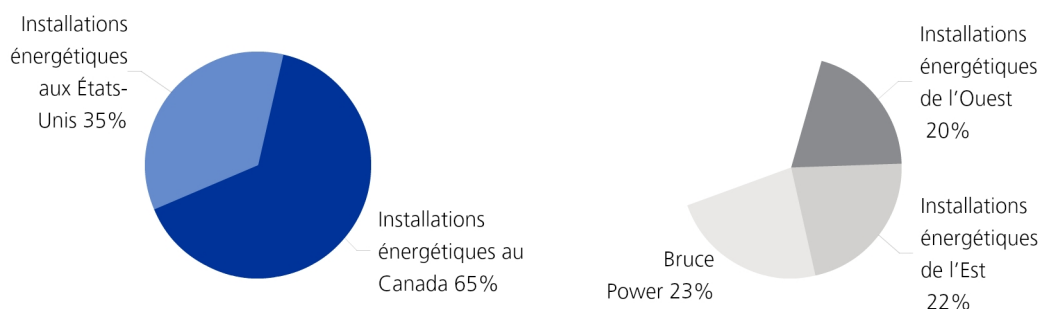
- les installations énergétiques au Canada;
- les installations énergétiques aux États-Unis;
- le stockage de gaz naturel.

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 2015



Capacité de production – apport selon le groupe

exercice clos le 31 décembre 2015 (y compris les installations en cours d'aménagement et acquises)



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 quatre 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 installations énergétiques de l'Ouest, auxquels s'ajoutent diverses activités de commercialisation, permettent de maximiser le résultat de nos centrales.

L'exécution disciplinée de la stratégie d'exploitation 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 ^{1,2}	CAE de 20 ans et contrat d'achat ferme Vente de la vapeur produite à un client industriel	Hydro-Québec	2036
Cartier énergie éolienne	CAE de 20 ans	Hydro-Québec	2026–2032
Grandview	Contrat d'achat ferme de 20 ans visant 100 % de la chaleur et de l'électricité produites	Irving Oil	2024
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 ³	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 En août 2015, nous avons conclu une entente avec Hydro-Québec visant à amender le contrat d'approvisionnement en électricité de Bécancour permettant à Hydro-Québec de répartir jusqu'à 570 MW en puissance garantie en pointe hivernale depuis la centrale de Bécancour pour une période de 20 ans, à compter de décembre 2016. Les paiements annuels au titre de la tarification que nous recevons pour la prestation de ce nouveau service et qui prendront fin en 2036 feront augmenter les paiements de capacités existants que nous recevons aux termes de l'entente. Les paiements de capacité existants prendront fin quant à eux en 2026.

³ 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
Napane ¹	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	SIERE	20 ans à compter de la date de mise en service

¹ L'actif devrait être mis en service vers la fin de 2017 ou au début de 2018.

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 10.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2015	2014	2013
Produits¹			
Installations énergétiques de l'Ouest	534	736	605
Installations énergétiques de l'Est ²	455	428	400
Autres ³	62	85	108
	1 051	1 249	1 113
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁴	8	45	141
Achats de produits de base revendus	(353)	(404)	(283)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(248)	(299)	(298)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	8	11	4
BAIIA comparable	466	602	677
Amortissement comparable	(190)	(179)	(172)
BAII comparable	276	423	505
Ventilation du BAIIA comparable			
Installations énergétiques de l'Ouest	72	252	355
Installations énergétiques de l'Est	394	350	322
BAIIA comparable	466	602	677

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.

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	2015	2014	2013
Volumes des ventes (en GWh)			
Offre			
Électricité produite			
Installations énergétiques de l'Ouest	2 519	2 517	2 728
Installations énergétiques de l'Est ¹	3 911	3 080	3 822
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness et autres ²	10 617	11 472	8 223
Autres achats	154	16	13
	17 201	17 085	14 786
Ventes			
Électricité vendue à contrat			
Installations énergétiques de l'Ouest	7 707	10 484	7 864
Installations énergétiques de l'Est ¹	3 911	3 080	3 822
Électricité vendue au comptant			
Installations énergétiques de l'Ouest	5 583	3 521	3 100
	17 201	17 085	14 786
Capacité disponible des centrales³			
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	97 %	96 %	95 %
Installations énergétiques de l'Est ^{1,5}	97 %	91 %	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.

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 l'a été en octobre 2013 après des arrêts prolongés.

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 2015, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été inférieur de 180 millions de dollars par rapport à 2014, ce qui s'explique par le recul des prix réalisés pour l'électricité et des volumes de la CAE.

Le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a diminué de 34 %, pour passer d'environ 50 \$ le MWh en 2014 à environ 33 \$ le MWh en 2015. L'ajout de nouvelles centrales au gaz naturel et éoliennes au cours de la dernière année et demie a contribué à l'approvisionnement adéquat du marché. De plus, nous avons observé un nombre nettement moindre d'heures à prix élevé. Bien que nous gérons la volatilité des prix sur le marché au comptant en recourant à des contrats à terme, ce recul important des prix sur le marché au comptant a également eu pour effet d'abaisser nos prix réalisés pour l'électricité en 2015 comparativement à 2014.

La diminution de 37 millions de dollars de la quote-part du bénéfice en 2015 comparativement à 2014 et s'explique avant tout par l'incidence de la baisse des prix au comptant en Alberta sur le résultat dégagé par ASTC Power Partnership qui détient une participation de 50 % dans la CAE de Sundance B. La quote-part du bénéfice ne comprend pas l'incidence des activités de passation de contrats connexes.

En 2014, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest était 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.

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 2015, environ 58 % des volumes de ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats comparativement à 75 % en 2014 et 72 % en 2013.

Installations énergétiques de l'Est

En 2015, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a été supérieur de 44 millions de dollars par rapport à 2014, un effet net du résultat supplémentaire tiré des installations de production d'énergie solaire acquises en 2014, de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et du bénéfice moindre tiré de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée.

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.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui compte huit réacteurs d'une capacité combinée d'environ 6 300 MW. L'Ontario Power Generation loue les huit installations nucléaires à Bruce Power.

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.

Le 3 décembre 2015, Bruce Power a conclu une entente avec la SIERE en vue de prolonger la durée de vie utile de l'installation Bruce Power jusqu'en 2064. Cette nouvelle entente constitue une prorogation et une modification importante de l'entente conclue antérieurement qui ont donné lieu à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de ce site.

L'entente modifiée, laquelle a pris effet le 1^{er} janvier 2016, confère à Bruce Power la possibilité d'investir immédiatement dans des travaux d'allongement du cycle de vie des réacteurs 3 à 8 conformément au programme de remise à neuf à long terme. Un investissement anticipé dans le programme de gestion d'actifs sera assorti d'un cycle de vie à court terme. La centrale procédera ultérieurement au remplacement de composantes principales qui devrait s'amorcer en 2020.

Conformément à l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf, Bruce Power a commencé à recevoir un prix uniforme de 65,73 \$ le MWh pour l'ensemble de ses réacteurs en janvier 2016. Au fil du temps, le prix pourra être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi aux termes des programmes d'investissement de gestion d'actifs et de remplacement de composantes principales. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme.

Notre quote-part estimative de l'investissement au titre du programme de gestion d'actifs devant être réalisé sur la durée de l'entente se chiffre à environ 2,5 milliards de dollars (selon la valeur du dollar en 2014). Notre quote-part estimative de l'investissement dans les travaux de remplacement des composantes principales visant les réacteurs 3 à 8 pour la période allant de 2020 à 2033 s'élève à environ 4 milliards de dollars supplémentaires (selon la valeur du dollar en 2014).

Sous certaines conditions, Bruce Power et la SIERE peuvent renoncer à effectuer le reste des investissements de remplacement des composantes principales si le coût dépasse certains seuils ou si le programme ne produit pas des avantages économiques suffisants. L'entente a été structurée de manière à tenir compte de l'évolution du coût des intrants au fil du temps, notamment les coûts d'exploitation courants et les investissements majeurs.

Le 3 décembre 2015, nous avons exercé notre option d'acquisition d'une participation supplémentaire de 14,89 % dans Bruce B pour 236 millions de dollars auprès du Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (« OMERS »). Le 4 décembre

2015, Bruce B et Bruce A ont été regroupées pour former une structure de société unique par l'entremise de Bruce Power LP, dans laquelle nous détenons maintenant une participation de 48,5 %. Avant l'acquisition de la participation supplémentaire dans Bruce B et le regroupement, nous possédions une participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B.

Avant l'entente modifiée conclue avec la SIERE, toute l'électricité produite par les réacteurs 1 à 4 de Bruce A était vendue à un prix fixe par MWh qui était 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 étaient récupérés auprès de la SIERE.

Prix fixe de Bruce A	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2015 au 31 décembre 2015	73,42 \$
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	71,70 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$

Avant l'entente modifiée conclue avec la SIERE, toute l'électricité produite par les réacteurs 5 à 8 de Bruce B était 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 2015 au 31 décembre 2015	54,13 \$
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour les réacteurs 5 à 8 de Bruce B devaient être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant était supérieur au prix plancher. Le prix au comptant moyen de l'électricité pour chaque mois de 2015 ayant été inférieur au prix plancher, aucun montant reçu conformément au mécanisme de prix plancher en 2015 ne devra être remboursé. Les montants reçus au-delà 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 prévu au contrat.

Résultats de Bruce Power

Les résultats tiennent compte de notre participation proportionnelle. Les résultats de Bruce Power seront présentés sur une base combinée à compter de 2016 afin de refléter l'entité issue du regroupement. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Consulter la page 10 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014	2013
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable¹			
Bruce A	205	209	202
Bruce B	80	105	108
	285	314	310
Comprend ce qui suit :			
Produits	1 301	1 256	1 258
Charges d'exploitation	(691)	(623)	(618)
Amortissement et autres	(325)	(319)	(330)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable¹	285	314	310
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	(36)	—	—
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹	249	314	310
Bruce Power - Données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ²			
Bruce A	87 %	82 %	82 %
Bruce B	87 %	90 %	89 %
Capacité cumulée de Bruce Power	87 %	86 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus			
Bruce A	164	118	123
Bruce B	163	127	140
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus			
Bruce A	28	123	63
Bruce B	17	4	20
Volumes des ventes (en GWh) ¹			
Bruce A	11 148	10 526	10 458
Bruce B	8 210	8 197	8 010
	19 358	18 723	18 468
Prix de vente réalisés par MWh ³			
Bruce A	71 \$	72 \$	70 \$
Bruce B	55 \$	56 \$	54 \$
Capacité cumulée de Bruce Power	63 \$	63 \$	62 \$

¹ Ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B jusqu'au 3 décembre 2015, date à laquelle nous avons augmenté notre participation dans Bruce B et Bruce A et B ont été regroupées. 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 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.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable dans Bruce A en 2015 a diminué de 4 millions de dollars par rapport à 2014, ce qui traduit surtout la hausse des charges d'exploitation, compensée par l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevés de jours d'arrêt d'exploitation imprévus.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable dans Bruce B en 2015 était inférieure de 25 millions de dollars par rapport à 2014. La diminution est principalement attribuable à l'augmentation des charges d'exploitation et à la diminution des gains sur les activités de passation de contrats, facteurs atténués par la baisse des frais de location comptabilisés aux termes du contrat de location avec l'Ontario Power Generation. Tous les réacteurs de Bruce B ont été mis hors service en avril 2015 pour permettre l'inspection du bâtiment sous vide de Bruce B, inspection qui a lieu environ une fois tous les dix ans comme l'exige la Commission canadienne de sûreté nucléaire. L'arrêt, de même que l'entretien prévu du réacteur 6 ont été effectués avec succès au deuxième trimestre de 2015.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable dans 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, facteurs partiellement contrés 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.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable dans 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 la baisse des coûts d'exploitation résultant en un nombre moins élevé de jours d'arrêt.

Installations énergétiques aux États-Unis

Nous possédons une capacité de production d'électricité d'environ 4 500 MW dans la région de New York et dans les États de la Nouvelle-Angleterre et de la Pennsylvanie, grâce à des centrales alimentées au gaz naturel, au mazout, à l'énergie hydraulique et à l'énergie éolienne. Récemment, nous avons acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood d'une capacité de 778 MW, située à Lebanon, en Pennsylvanie, qui approvisionne le secteur de l'énergie sur le marché énergétique de PJM.

Le résultat attribuable à nos installations de New York, de la Nouvelle-Angleterre et sur le marché de PJM provient de la capacité de production et de la vente d'énergie. Les fournisseurs d'électricité tirent parti de ces marchés de la capacité du fait qu'ils peuvent fournir de l'électricité. Ces marchés visent 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. 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 aux installations de New York, de la Nouvelle-Angleterre et sur le marché de PJM 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.

Le prix de capacité requis sur les trois marchés de la capacité dans le Nord-Est des États-Unis où nous détenons des actifs est déterminé au moyen de ventes aux enchères annuelles concurrentielles. Le résultat des ventes aux enchères dépend de l'offre réelle d'électricité et de la demande prévue, en fonction d'un processus d'établissement selon la courbe des prix au comptant. Malgré leur similitude, chacun des marchés de la capacité du Nord-Est des États-Unis comporte des caractéristiques uniques. Par exemple, le prix de capacité payé en Nouvelle-Angleterre et sur le marché PJM est déterminé au moyen de ventes aux enchères annuelles concurrentielles, lesquelles ont lieu trois ans avant l'année visée par la capacité tandis que le marché de la capacité de New York n'est assujéti à aucune règle de trois ans.

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, par conséquent, nous permet de réduire notre exposition aux fluctuations de prix des produits de base.

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 décembre à février, contré par une baisse du résultat entre mars et novembre, avec des marges positives globales aux termes des contrats.

Résultats des installations énergétiques aux États-Unis

Le BAIIA comparable et le BAIL comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 10.

exercices clos les 31 décembre	2015	2014	2013
(en millions de dollars US)			
Produits			
Installations énergétiques ¹	1 975	1 794	1 587
Capacité	317	362	295
	2 292	2 156	1 882
Achats de produits de base revendus	(1 474)	(1 297)	(1 003)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(422)	(529)	(509)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	22	46	(47)
BAIIA comparable	418	376	323
Amortissement comparable	(105)	(107)	(107)
BAIL comparable	313	269	216

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	2015	2014	2013
Volumes des ventes physiques (en GWh)			
Offre			
Électricité produite	7 849	7 742	6 173
Achats	20 937	13 798	12 050
	28 786	21 540	18 223
Capacité disponible des centrales^{1,2}	78 %	82 %	84 %

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

² La capacité disponible des centrales était inférieure en 2015 en raison d'une interruption de service imprévue aux installations de Ravenswood. La centrale a été remise en service en mai 2015.

Installations énergétiques aux États-Unis – Données complémentaires

exercices clos les 31 décembre	2015	2014	2013
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollars US par MWh)			
Nouvelle-Angleterre ¹	42	65	57
New York ²	39	61	53
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York² (en dollars US par kilowatt par mois)			
	11,44	13,96	11,31

¹ Prix au carrefour du Massachusetts, toutes les heures, de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre.

² Ces données représentent le marché du secteur J de New York, où sont situées les installations de Ravenswood.

En 2015, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a dépassé de 42 millions de dollars US celui de 2014, un effet net :

- de l'augmentation des marges et de la hausse des volumes de ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et ceux de la Nouvelle-Angleterre;
- de la baisse des prix réalisés pour l'électricité à nos installations de New York et de Nouvelle-Angleterre, partiellement contrebalancée par la baisse des coûts du combustible;
- du recul des produits tirés de la capacité à Ravenswood en raison du recul des prix de capacité réalisés de New York et de la capacité moindre à cette installation.

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.

L'augmentation des marges et des volumes de ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et ceux de la Nouvelle-Angleterre ont mené à une hausse notable du résultat en 2015 comparativement à 2014. Le résultat à la hausse tient à l'élargissement de notre portefeuille de clients sur ces marchés, à la faiblesse des prix et à une volatilité moindre de ces derniers sur les volumes achetés pour satisfaire à nos obligations en matière de vente en 2015, ce qui a contribué à la progression du résultat.

Les prix de gros de l'électricité générée à nos installations de New York et de Nouvelle-Angleterre ont été inférieurs en 2015 comparativement à 2014. Les baisses du prix du mazout et l'augmentation de la disponibilité du gaz naturel liquéfié à l'hiver 2015 ont contribué à atténuer l'incidence des contraintes liées aux pipelines et à limiter les pointes de prix marquées par rapport à l'hiver 2014. Le prix de capacité sur le marché au comptant en Nouvelle-Angleterre a baissé d'environ 35 % en 2015 alors que celui de New York a reculé d'environ 36 % comparativement à 2014.

Les prix moyens au comptant pour les ventes de capacité dans le secteur J de New York ont diminué d'environ 18 % en 2015 comparativement à ceux de 2014. Cette diminution et l'incidence des opérations de couverture ont mené à une dépréciation des prix de capacité réalisés dans la région de New York en 2015. Le repli des prix de capacité sur les marchés au comptant découle principalement de l'augmentation de l'approvisionnement opérationnel disponible sur le marché de la zone J de New York.

Les produits tirés de la capacité ont également subi l'incidence négative de l'interruption d'un réacteur de Ravenswood de septembre 2014 à mai 2015. Le réseau de NYISO recourt à une moyenne mobile des taux d'arrêts forcés pour calculer le volume de capacité qui permet aux producteurs de recevoir une compensation. Les arrêts d'exploitation ont une incidence sur les volumes de capacité et les produits connexes sur une base différée, comme en témoigne les résultats de cette méthode. Par conséquent, les produits tirés de la capacité au cours de 2015 rendent compte d'une incidence négative comparativement à la même période de 2014. L'interruption de service continue d'être prise en compte dans la moyenne mobile des taux d'arrêts forcés.

En 2015, les volumes physiques d'électricité et les volumes achetés vendus à des clients de gros, commerciaux et industriels ont été supérieurs à ceux de 2014 du fait que nous avons accru notre portefeuille de clients tant dans le marché de PJM qu'en Nouvelle-Angleterre.

Au 31 décembre 2015, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 6 600 GWh d'électricité, ou 70 % de leur production prévue, pour 2016, et pour environ 3 000 GWh, ou 33 % de leur production prévue, pour 2017. 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 2015	Capacité de stockage aménagée de gaz naturel (en Gpi ³)	Capacité maximale d'injection/de retrait (en Mpi ³ /j)
Edson	50	725
CrossAlta	68	550
	118	1 275

Nous détenons également un contrat de capacité de stockage supplémentaire 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.

Résultats des installations de stockage de gaz naturel et autres installations

Le BAIIA comparable en 2015 a diminué de 29 millions de dollars par rapport à 2014, principalement en raison de la baisse des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et du stockage auprès de tiers par suite de la réduction des écarts des prix du gaz naturel réalisés et de l'extrême volatilité des prix du gaz naturel au premier trimestre de 2014.

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.

FAITS MARQUANTS

Installations énergétiques au Canada

Émissions de gaz à effet de serre en Alberta

En 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une refonte et une mise à jour du règlement SGER de l'Alberta. Depuis 2007, conformément au SGER, 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. Une redevance sur le carbone de 15 \$ la tonne a été établie pour les émissions qui surpassent la cible.

Le règlement modifié comprend un resserrement des règles visant les émissions, afin de les ramener à 15 % en 2016 et à 20 % en 2017 ainsi qu'une hausse de la redevance sur le carbone pour la faire passer à 20 \$ la tonne en 2016 et à 30 \$ la tonne en 2017. À compter de 2018, les centrales au charbon devront verser 30 \$ la tonne de CO₂ si elles produisent des émissions en sus du seuil qu'émettrait la centrale alimentée au gaz naturel la moins polluante de l'Alberta pour produire la même quantité d'électricité. Bien que nos CAE pour les installations Sundance et Sheerness soient également assujetties à ce règlement, le nombre de crédits de carbone que nous détenons contrebalancera une partie de la hausse des coûts. Le solde des coûts de conformité devrait être en partie recouvré par une augmentation des prix sur le marché; cependant le montant n'est pas encore connu.

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 août 2015, nous avons conclu une entente avec Hydro-Québec visant à amender le contrat d'approvisionnement en électricité de Bécancour permettant à Hydro-Québec de répartir jusqu'à 570 MW en puissance garantie en pointe hivernale depuis la centrale de Bécancour pour une période de 20 ans, à compter de décembre 2016. Les paiements annuels que nous recevons pour la prestation de ce nouveau service feront augmenter les paiements de capacités existants que nous recevons aux termes de l'entente. La Régie de l'énergie a approuvé l'entente amendée en octobre 2015.

Bruce Power

En décembre 2015, Bruce Power a conclu une entente avec la SIERE en vue de prolonger la durée de vie utile de l'installation jusqu'à la fin de 2064. Cette nouvelle entente constitue une prorogation et une modification importante de l'entente conclue antérieurement qui ont donné lieu à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de ce site.

L'entente modifiée, laquelle a pris effet le 1^{er} janvier 2016, confère à Bruce Power la possibilité d'investir immédiatement dans des travaux d'allongement du cycle de vie des réacteurs 3 à 8. La quote-part de notre participation afférente au programme de gestion d'actifs qui s'étalera sur la durée de l'entente se chiffre à environ 2,5 milliards de dollars (selon la valeur du dollar en 2014). La quote-part de notre participation afférente au programme de remplacement de composantes principales qui devrait s'amorcer en 2020 est d'environ 4 milliards de dollars (selon la valeur du dollar en 2014). Sous réserve de certaines conditions, Bruce Power et la SIERE peuvent ne pas investir dans les travaux résiduels de remplacement de composantes principales si le coût excède certains seuils ou que le coût engagé ne confère pas d'avantages économiques suffisants. L'entente a été établie de sorte à tenir compte de l'évolution du coût des intrants au fil du temps, y compris les coûts d'exploitation courants et les investissements de capitaux supplémentaires. Bruce Power reçoit un prix uniforme de 65,73 \$ le MWh pour l'ensemble de ses réacteurs depuis janvier 2016. Ce prix sera ajusté sur la durée de l'entente pour tenir compte du rendement du capital investi et des nouveaux coûts.

Dans ce contexte, nous avons exercé notre option visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 14,89 % dans Bruce B pour une contrepartie de 236 millions de dollars auprès du OMERS. À la suite de cette acquisition, Bruce A et Bruce B ont regroupé leurs activités pour former une structure de société unique. En 2015, nous avons constaté une charge de 36 millions de dollars, qui représente notre quote-part, au titre du règlement de la dette de Bruce Power dans le cadre de ce regroupement. Chacun des partenaires détient une participation de 48,5 % dans cette société nouvellement regroupée.

Installations énergétiques aux États-Unis

Ravenswood

À la fin de mai 2015, le réacteur 30 de 972 MW de la centrale de Ravenswood a été remis en service après une panne imprévue survenue en septembre 2014 causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression. Les montants qui seront recouverts au titre de l'assurance devraient être versés en 2016. En raison des indemnités d'assurance à recouvrer, déduction faite des franchises, l'interruption de service imprévue du réacteur 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.

Ironwood

Le 1^{er} février 2016, nous avons acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood d'une capacité de 778 MW, située à Lebanon, en Pennsylvanie, auprès de Talen Energy Corporation pour une contrepartie de 657 millions de dollars US, compte non tenu des ajustements postérieurs à la clôture. La centrale Ironwood fournit de l'énergie au marché de l'électricité de PJM. À partir de cette plateforme robuste, nous pourrions continuer à augmenter notre clientèle de gros, commerciale et industrielle dans la région.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 100 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. Les centrales électriques sur notre marché des installations énergétiques de l'Ouest en Alberta et de celles du Nord-Est États-Unis sont exposées à la volatilité des prix des produits de base.

En général, le résultat de ces entreprises dépend des conditions qui prévalent en matière d'offre et de demande d'électricité. Dans le Nord-Est des États-Unis, 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 dans le Nord-Est des États-Unis.

Notre portefeuille d'actifs dans l'Est du Canada et notre centrale de Coolidge, en Arizona, 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.

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.

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.

Conventions d'achat d'électricité de l'Alberta

Étant donné que le marché de l'électricité en Alberta doit se conformer à la nouvelle politique sur les changements climatiques annoncée en 2015, il nous est actuellement impossible de mesurer sa portée exacte sur l'enjeu économique des CAE. Toutefois, les conventions prévoient des amendements aux dispositions législatives qui confèrent à ceux qui acquièrent des CAE une option visant à remettre les CAE à l'Alberta Balancing Pool advenant que le fait de détenir une CAE ne constitue plus un avantage économique.

Paiements de capacité pour les installations énergétiques aux États-Unis

Une grande partie des produits tirés de nos installations du Nord-Est des États-Unis est fonction de paiements de capacité dont les prix sont établis au moyen de diverses ventes aux enchères concurrentielles. Les fluctuations des prix de capacité peuvent avoir une incidence marquée sur ces entreprises. Le résultat des ventes aux enchères dépend de l'offre et de la demande d'électricité en vigueur et d'autres facteurs. Les trois marchés de la capacité du Nord-Est des États-Unis dans lesquels nous détenons des actifs sont tributaires d'un processus d'établissement selon la courbe des prix au comptant, lequel est fonction d'un certain nombre de paramètres établis et d'autres règles qui sont soumis à des examens périodiques par l'ISO et la FERC, respectivement.

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.

Coûts de réalisation et coûts en capital

Nous prenons d'importants engagements de capitaux au moment d'aménager une centrale en nous appuyant sur l'hypothèse selon laquelle ces actifs offriront un rendement des investissements intéressant. Bien que nous tenions compte minutieusement de la portée et du coût attendu de nos projets d'investissement, nous sommes exposés au risque lié au dépassement des coûts de réalisation et des coûts en capital qui peuvent avoir une incidence sur le rendement de ces projets. Nous atténuons ce risque en instaurant des processus exhaustifs de surveillance et de gouvernance des projets et en structurant des ententes commerciales dans le cas où certains coûts de réalisation et coûts en capital peuvent être partagés avec les contreparties.

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé tant aux États-Unis qu'au Canada. 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, des coûts relatifs aux 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

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec la perte sectorielle (l'équivalent d'une mesure conforme aux PCGR). L'amortissement comparable est également une mesure non conforme aux PCGR. Consulter la page 10 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que la page 116 pour un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
BAIIA comparable	(171)	(127)	(108)
Amortissement comparable	(31)	(23)	(16)
BAII comparable	(202)	(150)	(124)
Poste particulier :			
Coûts de restructuration	(99)	—	—
Perte sectorielle	(301)	(150)	(124)

La perte sectorielle du siège social s'est aggravée de 151 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014 et elle comprenait une charge de 99 millions de dollars avant les impôts au titre des coûts de restructuration qui se ventilaient comme suit : 56 millions de dollars imputables principalement aux coûts relatifs aux indemnités de cessation d'emploi de 2015 et une provision de 43 millions de dollars afférente aux indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Restructuration et transformation de l'entreprise » pour un complément d'information. Ce montant a été exclu du calcul du BAII comparable.

Restructuration et transformation de l'entreprise

Au milieu de 2015, nous avons entrepris une initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise. Bien que notre stratégie d'entreprise ne soit aucunement modifiée, nous avons entrepris cette initiative en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles.

Au 31 décembre 2015, nous avons engagé des charges de restructuration de l'entreprise de 122 millions de dollars avant les impôts liées essentiellement aux indemnités de cessation d'emploi pour 2015, et comptabilisé une provision de 87 millions de dollars avant les impôts afférentes aux indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Sur le total des charges de restructuration de l'entreprise de 209 millions de dollars, une tranche de 157 millions de dollars a été constatée au titre des coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats, laquelle a été contrebalancée en partie par un montant de 58 millions de dollars inscrit dans les produits à l'état consolidé des résultats et qui se rapportait à des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires au cours de l'exercice. De plus, une tranche de 44 millions de dollars a été comptabilisée à titre d'actifs réglementaires au bilan consolidé car il est prévu que ce montant sera recouvré par le truchement des structures réglementaires et tarifaires dans des périodes ultérieures, et une tranche de 8 millions de dollars a été capitalisée dans les coûts des projets touchés par la restructuration de l'entreprise.

La restructuration et la transformation de notre entreprise vont bon train si bien que certaines étapes seront achevées en 2016. Les avantages caractérisés par une meilleure efficacité et efficience de l'entreprise se traduiront par des économies au chapitre de la mise en œuvre de nos programmes d'investissement, des coûts transférés aux clients aux termes d'ententes commerciales et réglementaires établies et une croissance du résultat. Le calcul du montant et de la répartition de ces avantages reposent d'abord sur la réalisation des autres étapes de l'initiative qui sont soit en cours d'exécution ou à l'étape de planification.

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. Consulter la page 10 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que la page 116 pour un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Intérêts comparables sur la dette à long terme			
(y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)			
Libellés en dollars CA	(437)	(443)	(495)
Libellés en dollars US	(911)	(854)	(766)
Change	(255)	(90)	(20)
	(1 603)	(1 387)	(1 281)
Intérêts divers et amortissement	(47)	(70)	10
Intérêts capitalisés	280	259	287
Intérêts débiteurs comparables	(1 370)	(1 198)	(984)
Poste particulier :			
Décision de 2013 de l'ONÉ- 2012	—	—	(1)
Intérêts débiteurs	(1 370)	(1 198)	(985)

Les intérêts débiteurs comparables en 2015 ont augmenté de 172 millions de dollars par rapport à 2014, un effet net :

- de l'augmentation des intérêts débiteurs en raison des émissions de titres d'emprunt à long terme compensée en partie par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains. Voir la rubrique « Situation financière » à la page 87 pour un complément d'information;
- du raffermissement du dollar américain et de son incidence sur le change sur les intérêts débiteurs afférents aux titres d'emprunt libellés en dollars américains;
- la diminution des frais financiers dus aux expéditeurs en 2015 sur les variations des produits nets du réseau principal au Canada;
- de la hausse des intérêts capitalisés due avant tout aux dépenses d'investissement engagées à l'égard des projets de pipelines de liquides, des projets de GNL et de la centrale de Napanee, contrée partiellement par la baisse des intérêts capitalisés à l'achèvement du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe du Mexique au premier trimestre de 2014.

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 débiteurs en raison des émissions de titres d'emprunt à long terme compensée en partie par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains;
- du raffermissement du dollar américain et de son incidence sur le change sur les intérêts débiteurs afférents aux titres d'emprunt libellés en dollars américains;
- de l'augmentation des frais financiers dus aux expéditeurs en 2014 sur les variations des produits nets du 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 du Mexique au premier trimestre de 2014, contrée partiellement par la hausse des intérêts capitalisés, principalement dans le cas de Keystone XL.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Intérêts créditeurs et autres comparables	184	112	42
Postes particuliers (avant les impôts) :			
Décision de 2013 de l'ONÉ - 2012	—	—	1
Activités de gestion des risques	(21)	(21)	(9)
Intérêts créditeurs et autres	163	91	34

En 2015, les intérêts créditeurs et autres comparables étaient supérieurs de 72 millions de dollars par rapport à 2014. Les intérêts créditeurs et autres comparables en 2014 étaient supérieurs de 70 millions de dollars par rapport à ceux de 2013. Ces écarts sont le résultat net :

- de la hausse de la provision liée à nos projets à tarifs réglementés, notamment l'oléoduc Énergie Est et nos projets pipeliniers au Mexique, pour les fonds utilisés pendant la construction;
- des pertes supérieures réalisées en 2015 par rapport à 2014 et 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 américains;
- de l'incidence des fluctuations du dollar US sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises.

Charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Charge d'impôts comparable	(903)	(859)	(662)
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	795	—	—
Perte à la vente de TC Offshore	39	—	—
Coûts de restructuration	25	—	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	16	—	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	9	—	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	(34)	—	—
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
Activités de gestion des risques	19	27	(16)
Charge d'impôts	(34)	(831)	(611)

La charge d'impôts comparable a augmenté de 44 millions de dollars en 2015 comparativement à 2014 principalement en raison de l'augmentation du résultat avant les impôts en 2015 comparativement à 2014, et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger.

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.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Consulter la page 10 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable	(205)	(153)	(125)
Poste particulier :			
TC PipeLines, LP - dépréciation de Great Lakes	199	—	—
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(6)	(153)	(125)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 147 millions de dollars en 2015 comparativement à 2014 en raison d'une charge de dépréciation inscrite par TC PipeLines, LP au titre de l'écart d'acquisition lié à sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Great Lakes. Au 31 décembre 2015, TC PipeLines, LP a comptabilisé une dépréciation de 199 millions de dollars US. Lors de la consolidation, nous avons inscrit la quote-part de 72 % attribuable à la participation sans contrôle de cette charge de dépréciation de TC PipeLines, LP qui s'est établie à 143 millions de dollars US, soit 199 millions de dollars (en dollars canadiens). La charge de dépréciation de TC PipeLines, LP n'est pas comptabilisée au niveau de la consolidation de TransCanada en raison de la valeur comptable moindre à laquelle nous comptabilisons Great Lakes. Cette incidence favorable de 199 millions de dollars sur le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle est exclue du calcul du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable. Consulter la rubrique « Estimations comptables critiques » à la page 108 pour un complément d'information sur le test de dépréciation auquel l'écart d'acquisition a été soumis.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable a progressé de 52 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014, en raison de la hausse du résultat tiré de la vente, à TC PipeLines, LP, de notre participation résiduelle de 30 % dans GTN en avril 2015 et dans Bison en octobre 2014 et du raffermissement du dollar américain sur le résultat équivalent de TC PipeLines, LP en dollars canadiens.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable a augmenté de 28 millions de dollars en 2014 comparativement à 2013 principalement en raison de la vente, à TC PipeLines, LP, de la participation de 45 % dans GTN et dans Bison 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 de TCPL en octobre 2013 et des actions privilégiées de série Y de TCPL en mars 2014.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Dividendes sur les actions privilégiées	(94)	(97)	(74)

Le dividende versé sur les actions privilégiées s'est chiffré à 94 millions de dollars en 2015. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » à la page 87 pour un complément d'information. Il avait augmenté de 23 millions de dollars en 2014 pour atteindre 97 millions de dollars comparativement à 74 millions de dollars en 2013 par suite de l'émission d'actions privilégiées de série 7 en mars 2013.

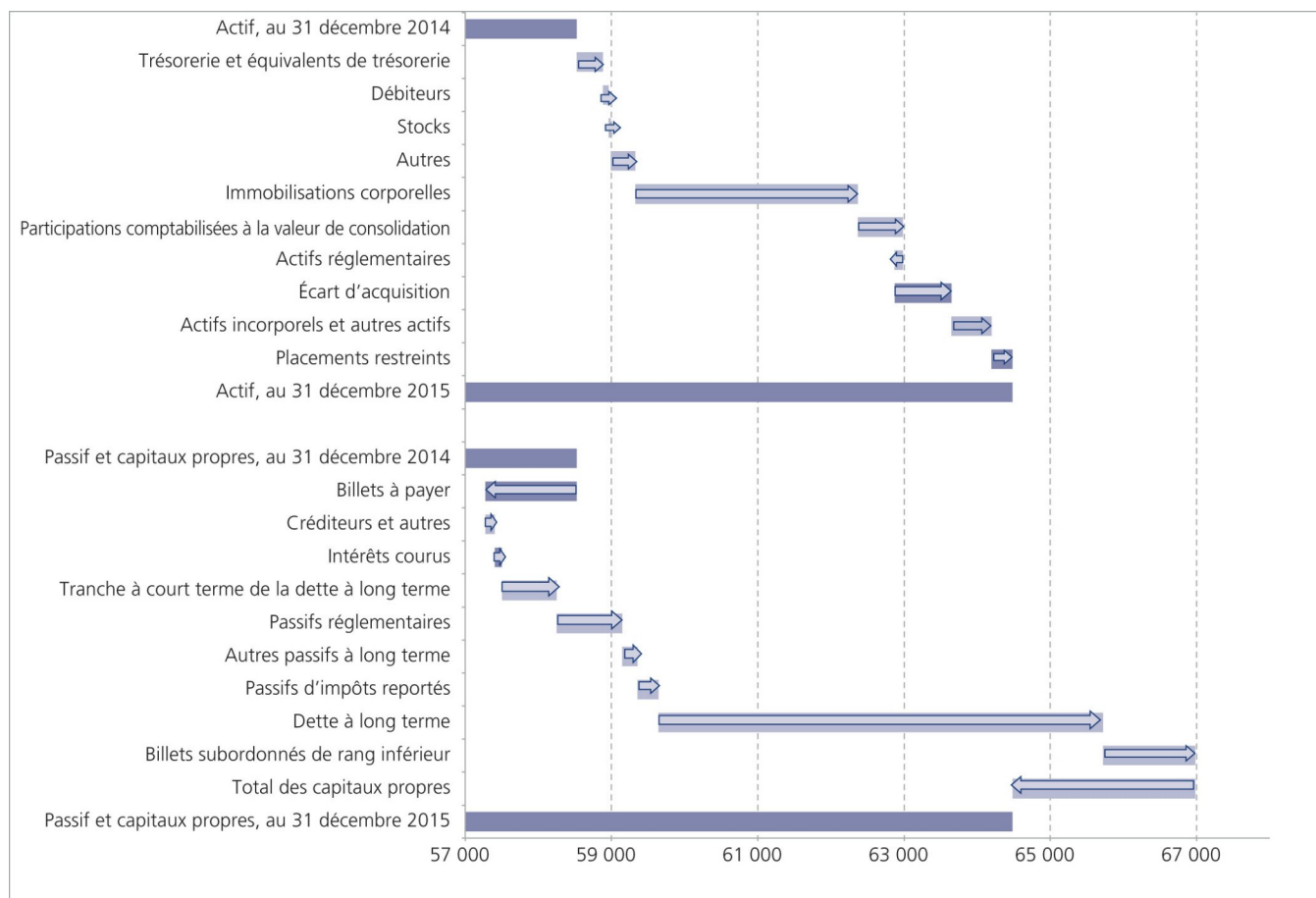
Situation financière

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, de la gestion du portefeuille, 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 2015, l'actif et le passif avait augmenté respectivement de 6,0 milliards de dollars et de 8,5 milliards de dollars et les capitaux propres avaient diminué de 2,5 milliards de dollars par rapport à ce qu'ils étaient au 31 décembre 2014.



Le raffermissement du dollar américain en 2015 a donné lieu à des hausses, en équivalent en dollars canadiens, de nos actifs, passifs et participations sans contrôle libellés en dollars américains. L'augmentation des actifs est attribuable également à ce qui suit :

- les investissements dans les immobilisations corporelles du réseau de NGTL, la construction des projets pipeliniers du Mexique ainsi que dans ANR, Northern Courier et Napanee;
- les participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans Bruce Power et Grand Rapids;
- les investissements dans les projets en cours d'aménagement, y compris Énergie Est

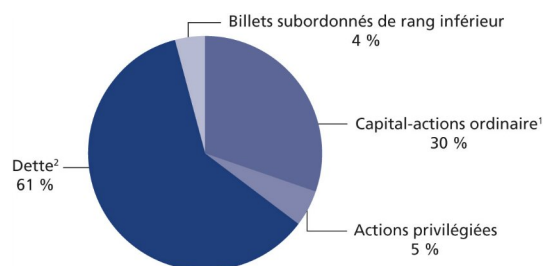
L'augmentation des actifs a été neutralisée en partie par la dépréciation de Keystone XL et des projets connexes.

Outre l'incidence du change, l'augmentation du passif est principalement imputable à l'émission en 2015 de titres d'emprunts à long terme et de titres d'emprunt subordonnés de rang inférieur qui ont été supérieures aux remboursements ainsi qu'aux passifs réglementaires à la hausse en ce qui a trait au réseau principal au Canada.

Les capitaux propres ont reculé en 2015 du fait surtout de la perte nette de 1 146 millions de dollars attribuable aux participations assurant le contrôle et des dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées au cours de l'exercice.

Structure du capital consolidé

au 31 décembre 2015



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 2015, nous avons des capacités inutilisées de 2,0 milliards de dollars, de 2,0 milliards de dollars et de 4,0 milliards de dollars US aux termes de nos capitaux propres, de notre dette au Canada et de prospectus préalables aux États-Unis respectivement, visant à faciliter l'accès futur aux marchés nord-américains des titres d'emprunt et de capitaux propres.

Au 31 décembre 2015, 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 consolidés de notre entreprise.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 115	4 079	3 674
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(4 610)	(4 144)	(5 120)
Insuffisance	(495)	(65)	(1 446)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	744	(373)	1 794
	249	(438)	348
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	112	—	28
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	361	(438)	376

Nous continuons de financer notre 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 tenir compte 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 de capitaux propres, autant au Canada qu'aux États-

Unis, de la gestion du portefeuille et d'autres cessions de nos actifs américains de gazoducs à TC PipeLines, LP et de nos fonds en caisse.

Le dessaisissement de nos autres gazoducs aux États-Unis en faveur de TC PipeLines, LP demeure un important levier financier qui cadre avec notre programme d'investissements de croissance, sous réserve des besoins réels en termes de financement, des conditions du marché, de l'attrait relatif des autres sources de capitaux et des approbations du conseil de TC PipeLines, LP et de notre conseil.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Fonds provenant de l'exploitation	4 513	4 268	4 000
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(398)	(189)	(326)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 115	4 079	3 674

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 10. Par rapport à 2014, la hausse de 2015 est attribuable à l'augmentation du résultat comparable (comme il est expliqué à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » à la page 19) ajusté pour tenir compte des éléments hors trésorerie qui suivent : diminution de la charge d'impôts reportés, augmentation de la dépréciation, 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 hausse des bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement en provenance de Bruce Power et de nos gazoducs aux États-Unis.

Au 31 décembre 2015, 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 3,4 milliards de dollars. 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 prévisibles et croissants;
- de notre accès aux marchés financiers;
- de facilités de crédit non garanties, mais inutilisées, d'une valeur approximative de 7 milliards de dollars.

Flux de trésorerie distribuables comparables

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	4 115	4 079	3 674
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	398	189	326
Fonds provenant de l'exploitation	4 513	4 268	4 000
Distributions en excédent de la quote-part du bénéfice	226	159	128
Dividendes sur les actions privilégiées versés	(92)	(94)	(71)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(224)	(178)	(166)
Dépenses d'investissement de maintien, y compris les participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(937)	(781)	(573)
Flux de trésorerie distribuables	3 486	3 374	3 318
Postes particuliers ayant une incidence sur les flux de trésorerie distribuables (déduction faite des impôts) :			
Coûts de restructuration	60	—	—
Résiliation du contrat avec Niska	—	32	—
Décision de 2013 de l'ONÉ - 2012	—	—	(84)
Flux de trésorerie distribuables comparables	3 546	3 406	3 234
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	5,00 \$	4,81 \$	4,57 \$

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital. Les augmentations survenues entre 2014 et 2015 et entre 2013 et 2014 résultent de la hausse susmentionnée des fonds provenant de l'exploitation qui a été neutralisée en partie par nos dépenses d'investissement de maintien plus élevées surtout en ce qui a trait à ANR en 2015, au réseau principal au Canada et au réseau de NGTL en 2014 et 2013, respectivement. Consulter la page 10 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

Les dépenses d'investissement de maintien relatives à nos gazoducs réglementés au Canada se sont chiffrées à 347 millions de dollars en 2015, à 355 millions de dollars en 2014 et à 236 millions de dollars en 2013, ce qui a contribué à l'établissement de leur base tarifaire respective et au bénéfice net.

Sorties nettes liées aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(3 918)	(3 489)	(4 264)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(511)	(848)	(488)
	(4 429)	(4 337)	(4 752)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(493)	(256)	(163)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(236)	(241)	(216)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	196	—
Distributions en excédent de la quote-part du bénéfice	226	159	128
Montants reportés et autres	322	335	(117)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(4 610)	(4 144)	(5 120)

En 2015, nos dépenses en immobilisations ont été principalement engagées pour :

- l'expansion de notre réseau de NGTL;
- la construction de nos pipelines au Mexique;
- l'acquisition d'immobilisations relativement au pipeline d'ANR;

- la construction du pipeline de Northern Courier;
- l'expansion du réseau principal au Canada;
- la construction de la centrale Napanee.

En 2014, les dépenses en immobilisations ont été engagées d'abord pour les activités d'expansion de notre réseau de NGTL, la construction de nos gazoducs au Mexique, du latéral et du terminal pétrolier de Houston et l'agrandissement du pipeline d'ANR.

En 2013, les dépenses en immobilisations ont été affectées principalement pour la construction du projet sur la côte du golfe, les activités d'expansion de notre réseau de NGTL et la construction des gazoducs au Mexique.

Les coûts engagés pour les projets d'investissement en cours d'aménagement en 2015, 2014 et 2013 visaient principalement l'oléoduc Énergie Est et les projets de gazoducs de GNL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2015 par rapport à 2014 ainsi qu'en 2014 par rapport à 2013 par suite de nos investissements dans Bruce Power et dans la phase 1 du pipeline Grand Rapids.

En 2015, nous avons acquis une participation supplémentaire dans Bruce Power. Consulter la rubrique « Faits marquants » dans la section « Énergie » pour un complément d'information. En 2014, nous avons acquis quatre autres installations d'énergie solaire en Ontario et vendu Cancarb et des installations de production d'électricité qui s'y rattachent. En 2013, nous avons acquis nos quatre premières installations d'énergie solaire.

Les augmentations survenues entre 2014 et 2015 et entre 2013 et 2014 pour ce qui est des distributions en excédent de la quote-part du bénéfice sont principalement attribuables aux distributions provenant de Bruce A.

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(1 382)	544	(492)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	5 045	1 403	4 253
Remboursements sur la dette à long terme	(2 105)	(1 069)	(1 286)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	917	—	—
Dividendes et distributions versés	(1 762)	(1 617)	(1 522)
Actions ordinaires émises	27	47	72
Actions ordinaires rachetées	(294)	—	—
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	243	440	585
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	55	79	384
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	(200)	(200)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	744	(373)	1 794

Émission de titres d'emprunt à long terme

(en millions de dollars)					
Entité	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TCPL	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2026	850 \$ US	4,875 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2019	400 \$ US	3,125 %
	Novembre 2015	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2017	1 000 \$ US	1,625 %
	Octobre 2015	Billets à moyen terme	Novembre 2041	400 \$	4,55 %
	Juillet 2015	Billets à moyen terme	Juillet 2025	750 \$	3,30 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2045	750 \$ US	4,60 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	500 \$ US	1,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	250 \$ US	Variable
	Février 2014	Billets de premier rang non garantis	Mars 2034	1 250 \$ US	4,63 %
	Octobre 2013	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2023	625 \$ US	3,75 %
	Octobre 2013	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2043	625 \$ US	5,00 %
	Juillet 2013	Billets de premier rang non garantis	Juin 2016	500 \$ US	Variable
	Juillet 2013	Billets à moyen terme	Juillet 2023	450 \$	3,69 %
	Juillet 2013	Billets à moyen terme	Novembre 2041	300 \$	4,55 %
	Janvier 2013	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2016	750 \$ US	0,75 %
TC PipeLines, LP	Septembre 2015	Emprunt à terme garanti	Octobre 2018	170 \$ US	Variable
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2025	350 \$ US	4,375 %
	Juillet 2013	Facilité d'emprunt à terme non garantie	Juillet 2018	500 \$ US	Variable
Gas Transmission Northwest LLC	Juin 2015	Emprunt à terme garanti	Juin 2019	75 \$ US	Variable

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

(en millions de dollars)					
Entité	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TCPL	Mai 2015	Billets subordonnés de rang inférieur ¹	Mai 2075	750 \$ US	5,875 % ²

¹ En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres d'emprunt et autres obligations de TCPL. Ils sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 20 mai 2025, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

² Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust. Le taux d'intérêt est fixé à 5,875 % par année et sera ajusté tous les trois mois au TIOL majoré de 3,778 % par année à compter de mai 2025 jusqu'en mai 2045; de mai 2045 à mai 2075, le taux d'intérêt sera ajusté tous les trois mois au TIOL majoré de 4,528 % par année.

TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL, a émis des billets de fiducie de série 2015-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 750 millions de dollars US à l'attention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,625 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie nous a été prêté sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 750 millions de dollars US, assortis d'un taux de 5,875 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans nos états financiers puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie constituent des créances de TCPL.

Aux termes des billets de fiducie et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TransCanada et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un

cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL. Pour un complément d'information sur les modalités des billets de fiducie et les ententes connexes conclues par TransCanada et TCPL, il y a lieu de consulter le prospectus relatif aux billets de fiducie et les autres documents déposés sous le profil de la fiducie sur SEDAR au www.sedar.com.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

(en millions de dollars)				
Entité	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TCPL	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	750 \$ US	0,75 %
	Août 2015	Déventures	150 \$	11,90 %
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	500 \$ US	3,40 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	500 \$ US	0,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	300 \$ US	4,875 %
	Juin 2014	Déventures	125 \$	11,10 %
	Février 2014	Billets à moyen terme	300 \$	5,05 %
	Janvier 2014	Billets à moyen terme	450 \$	5,65 %
	Août 2013	Billets de premier rang non garantis	500 \$ US	5,05 %
	Juin 2013	Billets de premier rang non garantis	350 \$ US	4,00 %
Gas Transmission Northwest LLC	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 \$ US	5,09 %
Nova Gas Transmission Ltd.	Juin 2014	Déventures	53 \$	11,20 %

Émission, rachat et conversion d'actions privilégiées

Le 1^{er} février 2016, les porteurs de 1,3 million d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 5 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 6 et ont eu droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 1,54 %. Ce taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 5 restantes a été ajusté pour une période de cinq ans au taux de 2,263 % par an. Ce taux sera ajusté tous les cinq ans.

En juin 2015, les porteurs de 5,5 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 3 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 4 et ont eu droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 1,28 %. Le taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe applicable aux actions privilégiées de série 3 restantes a été ajusté. Il s'établit ainsi à 2,152 % par année pour cinq ans, ce qui représente la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada sur cinq ans et de 1,28 %. Le taux sera ajusté tous les cinq ans.

En mars 2015, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 10 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 11 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 250 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 11 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 11 en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 12 le 30 novembre 2020 et le 30 novembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 12 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 2,96 %. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 11 a été ajusté pour une période de cinq ans au taux de 3,8 % par an ou 0,95 \$ l'action.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'incidence de l'émission et de la conversion ci-dessus des actions privilégiées susmentionnées :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Nombre d'actions émises et en circulation (en milliers)	Rendement actuel ¹	Dividende annuel par action ¹	Prix de rachat par action ²	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif						
Série 3	8 533	2,152 %	0,538 \$	25,00 \$	30 juin 2020	Série 4
Série 4	5 467	Variable ³	Variable	25,00 \$	30 juin 2020	Série 3
Série 5	12 715	2,263 %	0,56575 \$	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 6
Série 6	1 285	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 5
Série 11	10 000	3,8 %	0,95 \$	25,00 \$	30 novembre 2020	Série 12

¹ Les porteurs des actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif ont droit à un dividende trimestriel préférentiel fixe et cumulatif, lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil (exception faite des actions privilégiées de série 4 et de série 6). Les porteurs d'actions privilégiées de série 4 et de série 6 ont droit à un dividende préférentiel cumulatif trimestriel à taux variable lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil.

² La société peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées 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. De plus, la société peut, à son gré, racheter les actions privilégiées de série 2 et de série 4, en tout temps autre qu'une date désignée au prix de 25,50 \$ l'action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date de ce rachat, auquel cas elles sont rachetables à 25,00 \$ l'action, plus tous les dividendes courus et impayés.

³ À compter du 31 décembre 2015, le taux variable des dividendes trimestriels des actions privilégiées de série 4 est de 1,778 % et il sera ajusté chaque trimestre.

⁴ À compter du 1^{er} février 2016, le taux variable des dividendes trimestriels des actions privilégiées de série 6 est de 2,037 % et il sera ajusté chaque trimestre.

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.

En mars 2014, TCLP a racheté les quatre millions de ses actions privilégiées de série Y 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 janvier 2014, nous avons 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 %.

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.

Actions ordinaires rachetées

Le 19 novembre 2015, nous avons annoncé l'approbation par la TSX de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités, visant le rachat, aux fins d'annulation, d'au plus 21,3 millions de nos actions ordinaires, représentant 3 % de nos actions ordinaires émises et en circulation, entre le 23 novembre 2015 et le 22 novembre 2016 aux cours en vigueur sur le marché majorés des frais de courtage ou à tout autre prix autorisé par la TSX.

Le tableau qui suit présente l'information concernant les actions rachetées à ce jour aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités :

Au 10 février 2016	
(en millions de dollars, sauf les données par action)	
Nombre d'actions ordinaires rachetées ¹	7,1
Prix moyen pondéré par action ordinaire ²	43,36 \$
Montant du rachat	307 \$

¹ Ce nombre tient compte des actions ordinaires rachetées aux termes de conventions privées intervenues entre TransCanada et des tiers.

² Ce prix comprend les frais de courtage.

TC PipeLines, LP

Programme d'émission d'actions au cours du marché

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. Notre participation dans TC PipeLines, LP diminuera à la suite de l'émission d'actions dans le cadre du programme ACM.

Du 1^{er} janvier au 31 décembre 2015, 0,7 million de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 44 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.

Dessaisissement d'actifs

Le 1^{er} janvier 2016, nous avons conclu la vente d'une tranche de 49,9 % de notre participation totale de 61,7 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP en contrepartie de 223 millions de dollars US, incluant la prise en charge du montant proportionnel de dette de 35 millions de dollars US de PNGTS.

En avril 2015, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 457 millions de dollars US. Le produit comporte un versement en trésorerie de 264 millions de dollars US, la prise en charge du montant proportionnel de dette de GTN, à savoir 98 millions de dollars US, et l'émission de nouvelles parts de catégorie B de TC PipeLines, LP pour un montant de 95 millions de dollars US.

En octobre 2014, nous avons vendu notre participation résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP pour une contrepartie en trésorerie de 215 millions de dollars US.

En juillet 2013, nous avons vendu notre participation de 45 % dans GTN et Bison à TC Pipelines, LP pour un prix d'achat totalisant 1,05 milliard de dollars US, ce qui inclut un montant de 146 millions de dollars US correspondant à 45 % de la dette de GTN.

Facilités de crédit

Nous avons recours à des facilités de crédit renouvelables confirmées principalement pour appuyer nos programmes de papier commercial. En outre, nous disposons de facilités de crédit à vue qui sont utilisées à fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégagement de liquidités additionnelles.

Au 31 décembre 2015, nous disposons de facilités de crédit non garanties de 8,9 milliards de dollars (6,7 milliards de dollars en 2014), notamment les suivantes :

Montant	Capacité inutilisée	Filiale	Description	Échéance
3 milliards \$	3 milliards \$	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable de TCPL pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada	Décembre 2020
1 milliard \$ US	1 milliard \$ US	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable de TCPL	Décembre 2016
0,5 milliard \$ US	0,5 milliard \$ US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable de TCPL USA utilisée à des fins générales	Décembre 2016
1,5 milliard \$ US	1,5 milliard \$ US	TAIL/TCPM	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars US de TAIL aux États-Unis	Décembre 2016
1,7 milliard \$	0,7 milliard \$	TCPL/TCPL USA	Pour appuyer l'émission de lettres de crédit et donner accès à des liquidités supplémentaires	À vue

Au 31 décembre 2015, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à montant additionnel de 0,6 milliard de dollars (0,4 milliard de dollars en 2014).

Obligations contractuelles

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.

Paielements exigibles (par période)

au 31 décembre 2015 (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	1 218	1 218	—	—	—
Dette à long terme (comprend les billets subordonnés de rang inférieur)	34 061	2 547	5 529	3 029	22 956
Contrats de location-exploitation (versements futurs pour divers bureaux, services et matériel, déduction faite des encaissements de sous-location)	1 561	308	554	389	310
Obligations d'achat	3 759	2 397	853	150	359
Autres passifs à long terme figurant au bilan	96	8	18	19	51
	40 695	6 478	6 954	3 587	23 676

Dette à long terme

À la fin de 2015, la dette à long terme s'élevait à 31,6 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 2,4 milliards de dollars, comparativement à respectivement 24,8 milliards de dollars et 1,2 milliard de dollars au 31 décembre 2014.

Le total des billets à payer était de 1,2 milliard de dollars à la fin de 2015, contre 2,5 milliards de dollars à la fin de 2014.

Nous nous efforçons d'étaler les échéances de la dette. L'échéance moyenne pondérée de notre dette à long terme est de 16 ans mais la majeure partie a une échéance supérieure à cinq ans.

Paielements d'intérêt

Les paiements d'intérêt prévus liés à notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur en date du 31 décembre 2015 sont indiqués ci-après.

au 31 décembre 2015 (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	21 786	1 612	3 022	2 625	14 527
Billets subordonnés de rang inférieur	8 229	149	298	298	7 484
	30 015	1 761	3 320	2 923	22 011

Contrats de location-exploitation

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains de ces contrats comportent une option de renouvellement pour des périodes de un à 25 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 2015 était de 348 millions de dollars (391 millions de dollars en 2014; 242 millions de dollars en 2013).

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.

Paielements exigibles (par période)¹

au 31 décembre 2015 (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	286	91	153	24	18
Dépenses d'investissement ³	901	887	14	—	—
Autres	4	2	2	—	—
Pipelines de liquides					
Dépenses d'investissement ³	765	563	201	1	—
Autres	38	6	12	9	11
Énergie					
Achats de produits de base	460	262	188	10	—
Dépenses d'investissement ³	644	489	155	—	—
Autres ⁴	594	69	99	97	329
Siège social					
Technologie de l'information et autres	67	28	29	9	1
	3 759	2 397	853	150	359

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 à long terme de 58,6 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 58,6 milliards de dollars comprend un montant de 13,4 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 45,2 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et 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 autogénérés 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, OMERS, nous avons garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs. Toutes les garanties relatives à Bruce Power s'étendent jusqu'en 2018, sauf une d'une durée illimitée et à laquelle aucun risque n'est lié.

Au 31 décembre 2015, notre quote-part du risque découlant de ces garanties de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties est estimée à 2 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 2015, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait jusqu'à un maximum de 139 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties se chiffrait à 24 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 2016, 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 37 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. De plus, nous prévoyons fournir une lettre de crédit de 33 millions de dollars en faveur du régime à prestations déterminées canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

En 2015, nous avons capitalisé 96 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 41 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 33 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 2016. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2015 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 115 millions de dollars en 2014 à 146 millions de dollars en 2015, en raison surtout d'une diminution du taux d'actualisation utilisé pour calculer 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 de la conception des régimes et des hypothèses actuarielles;
- des résultats réels des régimes par rapport aux projections;
- des modifications des règlements et des 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, ce qui comprend la mise en place de systèmes de gestion adéquats afin de gérer les risques, notamment la surveillance par le conseil 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 les collectivités autochtones et nos parties prenantes, telles que, le grand public, les propriétaires fonciers, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales.	Ces collectivités autochtones et 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. Par ailleurs, nos politiques en matière de relations avec les autochtones et les amérindiens guident notre engagement à l'égard des collectivités autochtones.
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 et au calendrier 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
Cybersécurité 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.	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.	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.

Coûts de cessation d'exploitation de pipelines

L'ICQF approuvée par 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.

Depuis janvier 2015, les fonds destinés à financer les coûts futurs de cessation d'exploitation sont prélevés au moyen d'un supplément de cessation d'exploitation qui s'ajoute aux droits mensuels. Ces fonds sont mis de côté et investis dans un portefeuille de titres à revenu fixe du gouvernement du Canada. Un rapport sur l'évolution de chaque fonds en fiducie présentant le solde à la clôture de l'exercice 2015 et les états financiers audités seront déposés auprès de l'ONÉ en avril 2016.

Santé, sécurité et environnement

Le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement du conseil d'administration de TCPL (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, de documenter, de suivre et d'améliorer 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 d'autres systèmes de gestion internes. Il suit un cycle d'amélioration continue.

Le comité examine la performance en SSE, y compris la gestion des risques, trois fois l'an. Il reçoit des rapports détaillés sur :

- la gouvernance des risques généraux et la performance de la société en matière de SSE;
- la performance d'exploitation et l'entretien préventif;
- les programmes visant l'intégrité des actifs;
- les mesures de sécurité et 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 conformité 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 2015, nous avons engagé 803 millions de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit 253 millions de dollars de plus qu'en 2014, 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'empiétement 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 le réseau d'oléoducs 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 rendement en matière de performance continue de figurer parmi les meilleurs du secteur pour 2015.

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 des 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 d'intervention en cas d'urgence. 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.

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.

Par le truchement de notre programme de gestion des risques liés à l'environnement, 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 :

- l'évolution des lois et règlements sur l'environnement (ainsi que leur interprétation et leur application);
- 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 2015, nous avons inscrit environ 32 millions de dollars relativement à ces obligations (31 millions de dollars à la fin de l'exercice 2014), 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 SGER de l'Alberta, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité sous une intensité de référence. Nos CAE pour les installations de Sundance et de Sheerness sont assujetties à ce règlement, tout comme les installations du réseau de NGTL. 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 le truchement des prix du marché et d'activités de couverture. Le gouvernement de l'Alberta a annoncé à l'automne 2015 une nouvelle politique sur les changements climatiques, le Climate Leadership Plan (« CLP »), qui vise à faire transiter la province vers une économie à plus faible taux d'émission de carbone. Nos processus et procédures internes de gestion des modifications de la réglementation, comme le CLP, sont bien rodés. Les nouveaux coûts potentiels et les occasions d'affaires qui se rattachent au CLP de l'Alberta entrent dans le spectre des modifications de la réglementation sur les GES que nous avons déjà prévues. Nous gérons activement son exposition aux politiques existantes et nouvellement annoncées de l'Alberta en matière de prix du carbone afin d'en réduire l'incidence au minimum;
- la Colombie-Britannique impose une taxe sur les émissions de GES provenant de 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;
- les États du Nord-Est des États-Unis membres de la RGGI ont mis en œuvre un programme de plafonnement et d'échange de CO₂ visant les producteurs d'électricité. Le programme s'applique tant à la centrale de Ravenswood qu'à celle d'Ocean State Power;
- au Québec, le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES* est entré en vigueur en 2011. Les émissions de GES de Bécancour sont assujetties à ce règlement depuis 2013. Aux termes du règlement, le gouvernement attribue des droits d'émission gratuits à l'égard de la majorité des exigences de conformité de Bécancour. Pour le reste, les exigences ont été satisfaites au moyen d'instruments de GES achetés aux enchères ou sur des marchés secondaires. Le coût de ces unités d'émissions a été récupéré par des contrats commerciaux. Les installations pipelinières du Québec sont également assujetties à ce règlement et ont acheté des instruments de conformité;
- en 2013, la Californie a mis en œuvre un programme de plafonnement et d'échange qui vise les émetteurs industriels de GES, notamment les importateurs d'électricité. Nos activités de commercialisation d'électricité entraînent des coûts associés à ce programme.

Nous avons comptabilisé des charges de 59 millions de dollars au titre de ces programmes en 2015 (54 millions de dollars en 2014). 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, 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 de nos établissements étrangers 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

2015	1,28
2014	1,10
2013	1,03

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US, ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Consulter la page 10 pour obtenir un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2015	2014	2013
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	738	630	542
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	640	570	389
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	313	269	216
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(911)	(854)	(766)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	109	154	219
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	231	(234)	(196)
	1 120	535	404

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

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de taux d'intérêt et de devises, 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.

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)	2015		2014	
	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de taux d'intérêt et de devises en dollars US (échéant de 2016 à 2019) ²	(730)	3 150 US	(431)	2 900 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant de 2016 à 2017)	50	1 800 US	(28)	1 400 US
	(680)	4 950 US	(459)	4 300 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Le bénéfice net consolidé comprenait en 2015 des gains réalisés nets de 8 millions de dollars (gains de 21 millions de dollars en 2014) liés à la composante en intérêts des 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)	2015	2014
Valeur comptable	23 000 (16 600 US)	17 000 (14 700 US)
Juste valeur	23 800 (17 200 US)	19 000 (16 400 US)

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 essuyer 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 d'identification spécifique. À la fin de l'exercice 2015, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. La concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était de 248 millions de dollars (179 millions de dollars US) au 31 décembre 2015 (258 millions de dollars (222 millions de dollars US) en 2014). Ce montant est garanti par la société mère de la contrepartie et il devrait être entièrement recouvrable.

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.

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

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 « Situation financière » à la page 87 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, autre que celle décrite à la page 57 concernant Keystone XL, 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

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 des évaluations trimestrielles de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, y compris pour la période close le 31 décembre 2015, 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 2015 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé « Internal Control - Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2015, le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2015 a été audité par le cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comme en fait foi l'attestation annexée au présent document.

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 2015 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

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

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.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser des états financiers conformes aux PCGR, nous devons faire des 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 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)	2015	2014
Actifs réglementaires		
Actif à long terme	1 184	1 297
Actif à court terme (inclus dans les autres actifs à court terme)	85	16
Passifs réglementaires		
Passif à long terme	1 159	263
Passif à court terme (inclus dans créditeurs et autres)	44	30

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 calculons et enregistrons une perte de valeur.

En 2015, les pertes de la valeur suivantes ont été comptabilisées :

- une charge de 2 891 millions de dollars après les impôts sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL;
- une perte de 43 millions de dollars après les impôts au titre d'un équipement de turbine du secteur de l'énergie.

Dépréciation de Keystone XL

Au 31 décembre 2015, en lien avec le refus d'octroi du permis présidentiel aux États-Unis, nous avons soumis notre participation de 4,3 milliards de dollars dans Keystone XL et les projets connexes, y compris le terminal de Keystone à Hardisty, à un test de

dépréciation. Ce test nous a permis de déterminer que la valeur comptable de ces actifs n'était plus recouvrable, et nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie totalisant 3,7 milliards de dollars (2,9 milliards de dollars après les impôts). La charge de dépréciation correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de 621 millions de dollars.

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

La juste valeur estimative de 463 millions de dollars des immobilisations corporelles était fondée sur le prix attendu qui aurait été obtenu pour la vente des actifs dans leur état actuel. Une évaluation par un tiers a été utilisée lors de l'appréciation de la juste valeur de ces actifs. Les principales hypothèses utilisées pour calculer le prix de vente incluent une période de cession estimative de deux ans et la conjoncture actuellement morose du secteur de l'énergie. Divers scénarios ont également été envisagés, dont d'autres usages pour les actifs résiduels. La valeur réalisée peut être différente de celle qui a été estimée, selon le résultat des ventes et de l'usage des actifs. La juste valeur de 158 millions de dollars des terminaux a été estimée au moyen de l'approche des flux de trésorerie actualisés ajustés en fonction du risque en tant que mesure de la juste valeur, compte tenu des autres usages indépendants possibles de ces actifs. Nous avons inscrit une charge de dépréciation au titre des intérêts capitalisés et des autres actifs incorporels, le recouvrement de ces coûts n'étant plus probable. La charge de dépréciation comprend également des frais de résiliation qui pourront être engagés dans l'avenir si le projet est abandonné définitivement.

Dépréciation de turbines du secteur de l'énergie

Après l'évaluation de certains projets d'investissement possibles en 2015, il a été déterminé que la valeur comptable d'un équipement de turbine du secteur de l'énergie n'était pas entièrement recouvrable. Ces turbines avaient été achetées dans le cadre d'un projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé. Divers autres projets ont récemment été évalués pour voir s'il était possible d'utiliser cet équipement. Nous avons déterminé qu'à l'heure actuelle, il nous est impossible d'utiliser cet actif de manière économique étant donné que nous n'avons aucune activité ni aucun projet qui nous permettrait de l'intégrer. Par conséquent, au 31 décembre 2015, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 59 millions de dollars (43 millions de dollars après les impôts) qui correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur des turbines, laquelle a été déterminée d'après une évaluation indépendante fondée sur une comparaison avec des actifs semblables disponibles à la vente sur le marché.

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 de dépréciation.

La juste valeur estimative de l'entreprise de transport de gaz naturel de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 % et elle a été calculée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés. Malgré la progression récente du bénéfice de Great Lakes, sa valeur à long terme a subi l'effet défavorable de l'évolution de l'écoulement du gaz sur ces marchés et, à notre avis, de modifications apportées aux stratégies visant à accroître l'utilisation de Great Lakes. En conséquence, nous avons revu à la baisse les flux de trésorerie prévus de l'unité d'exploitation pour les dix prochains exercices comparativement à ceux qui ont été utilisés aux fins des tests de dépréciation précédents. Il existe un risque que des réductions continues des flux de trésorerie prévisionnels futurs et des modifications défavorables apportées aux principales hypothèses pourraient donner lieu à une dépréciation future visant une partie du solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes.

Notre quote-part de l'écart d'acquisition de Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 386 millions de dollars US au 31 décembre 2015 (243 millions de dollars US en 2014). L'accroissement de notre quote-part de l'écart d'acquisition tient à la charge de dépréciation de 199 millions de dollars US qu'a comptabilisée TC PipeLines, LP à l'égard de sa quote-part de l'écart d'acquisition afférente à Great Lakes. Sur une base consolidée, la valeur comptable de notre investissement dans Great Lakes a diminué de façon proportionnelle comparativement à la participation de 46,45 % détenue par le truchement de TC PipeLines, LP. Par conséquent, la juste valeur estimative de Great Lakes a été supérieure à notre valeur comptable consolidée et aucune dépréciation n'a été inscrite en 2015.

Les hypothèses que nous avons formulées concernant les flux de trésorerie prévisionnels futurs d'ANR seraient touchées advenant le cas où ANR n'arriverait pas à conclure une nouvelle entente de règlement ou à obtenir un dénouement positif eu égard à son dossier tarifaire en vertu de l'article 4. Un dénouement défavorable pourrait donner lieu à une dépréciation future d'une partie du solde de l'écart d'acquisition lié à ANR. Le solde de l'écart d'acquisition lié à ANR se chiffrait à 1,9 milliard de dollars US au 31 décembre 2015 (1,9 milliard de dollars US en 2014).

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 et des billets subordonnés de rang inférieur 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.

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés, y compris 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, et ces instruments seraient classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

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

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. Pour cette raison, cela peut nous exposer 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 recouvrés 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 recouvrés 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 portant sur des produits de base 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 au bilan de la juste valeur des instruments dérivés s'établit comme suit

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2015	2014
Autres actifs à court terme	442	409
Actifs incorporels et autres actifs	168	93
Créditeurs et autres	(926)	(749)
Autres passifs à long terme	(625)	(411)
	(941)	(658)

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.

aux 31 décembre		Total de la	2016	2017	2019
(en millions de dollars)		juste valeur		et 2018	et 2020
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction					
Actif	456	330	113	13	
Passif	(630)	(499)	(124)	(7)	
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actif	154	112	28	14	
Passif	(921)	(427)	(435)	(59)	
	(941)	(484)	(418)	(39)	

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

Le sommaire 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)	2015	2014
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des pertes non réalisées de l'exercice		
Produits de base	(37)	(40)
Change	(21)	(20)
Montant des pertes réalisées de l'exercice		
Produits de base	(151)	(28)
Change	(112)	(28)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{2, 3}		
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	(179)	130
Taux d'intérêt	8	4

¹ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. 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 En 2015, le montant des gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur s'établissait à 11 millions de dollars (7 millions de dollars en 2014) et était inclus dans les intérêts débiteurs.

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

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

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

³ Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.

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 2015, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 32 millions de dollars (15 millions de dollars en 2014), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant en 2014). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2015, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 32 millions de dollars (15 millions de dollars en 2014). Nous disposons 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.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2015

Dérivés et instruments de couverture

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

Classement au bilan des impôts reportés

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

Présentation des activités abandonnées

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

Modifications comptables futures

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients. Ces directives remplacent les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. Ces nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie à laquelle la société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture de ces biens ou services. En juillet 2015, le FASB a reporté la date d'entrée en vigueur de cette nouvelle norme au 1^{er} janvier 2018 et l'application anticipée de celle-ci n'est pas permise avant le 1^{er} janvier 2017. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer ces modifications : 1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou 2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application.

La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats

En janvier 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur les éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats. Cette mise à jour élimine le concept d'éléments extraordinaires des PCGR. Ces nouvelles directives entreront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et leur application sera prospective. La société ne prévoit pas que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Consolidation

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

Comptabilisation des intérêts

En avril 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des frais d'émission de titres d'emprunt. Selon ces directives, les frais d'émission de titres d'emprunt doivent être présentés au bilan à titre de déduction directe de la valeur comptable du passif relatif à la dette, conformément aux escomptes ou aux primes relatifs à la dette. Ces nouvelles directives entreront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et leur application sera rétrospective. Ces modifications entraîneront un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt actuellement comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, afin de les porter en réduction de leur passif correspondant.

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon les modifications énoncées dans cette mise à jour, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de cette mise à jour, au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. La valeur de réalisation nette représente le prix de vente estimatif dans le cadre normal des activités, moins les coûts raisonnablement prévisibles de l'achèvement, de la sortie et du transport. Ces nouvelles directives entreront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et leur application sera prospective. La société ne prévoit pas que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Regroupements d'entreprises

En septembre 2015, le FASB a publié des directives qui remplacent l'obligation pour l'acquéreur dans le cadre d'un regroupement d'entreprises de comptabiliser de manière rétrospective les ajustements de période d'évaluation par l'obligation pour l'acquéreur de comptabiliser les ajustements des montants provisoires déterminés lors de la période d'évaluation dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements. Selon les directives modifiées, l'acquéreur doit comptabiliser, dans les états financiers de la même période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements, l'incidence sur le résultat des variations de l'amortissement, ainsi que les autres éventuels effets sur les résultats, du fait de la modification des montants provisoires, incidence calculée comme si la comptabilisation avait été effectuée à la date d'acquisition. Ces nouvelles directives entreront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et leur application sera prospective. La société ne prévoit pas que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2015	2014	2013
BAIIA	1 866	5 542	4 958
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	3 686	—	—
Perte à la vente de TC Offshore	125	—	—
Coûts de restructuration	99	—	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	59	—	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	36	—	—
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)
Activités de gestion des risques ¹	37	53	(44)
BAIIA comparable	5 908	5 521	4 859
Amortissement comparable	(1 765)	(1 611)	(1 472)
BAII comparable	4 143	3 910	3 387
Autres postes de l'état des résultats			
Intérêts débiteurs comparables	(1 370)	(1 198)	(984)
Intérêts créditeurs et autres comparables	184	112	42
Charge d'impôts comparable	(903)	(859)	(662)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable	(205)	(153)	(125)
Dividendes sur les actions privilégiées	(94)	(97)	(74)
Résultat comparable	1 755	1 715	1 584
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	(2 891)	—	—
Perte à la vente de TC Offshore	(86)	—	—
Coûts de restructuration	(74)	—	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	(43)	—	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	(34)	—	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	(27)	—	—
Participations sans contrôle (TC PipeLines, LP - dépréciation de Great Lakes)	199	—	—
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
Activités de gestion des risques ¹	(39)	(47)	19
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 240)	1 743	1 712
Amortissement comparable	(1 765)	(1 611)	(1 472)
Poste particulier :			
Décision de 2013 de l'ONÉ - 2012	—	—	(13)
Amortissement	(1 765)	(1 611)	(1 485)

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2015	2014	2013
Intérêts débiteurs comparables	(1 370)	(1 198)	(984)
Poste particulier :			
Décision de 2013 de l'ONÉ - 2012	—	—	(1)
Intérêts débiteurs	(1 370)	(1 198)	(985)
Intérêts créditeurs et autres comparables	184	112	42
Postes particuliers :			
Décision de 2013 de l'ONÉ - 2012	—	—	1
Activités de gestion des risques ¹	(21)	(21)	(9)
Intérêts créditeurs et autres	163	91	34
Charge d'impôts comparable	(903)	(859)	(662)
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	795	—	—
Perte à la vente de TC Offshore	39	—	—
Coûts de restructuration	25	—	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	16	—	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	9	—	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	(34)	—	—
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
Activités de gestion des risques ¹	19	27	(16)
Charge d'impôts	(34)	(831)	(611)
Résultat comparable par action ordinaire	2,48 \$	2,42 \$	2,24 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	(4,08)	—	—
Perte à la vente de TC Offshore	(0,12)	—	—
Coûts de restructuration	(0,10)	—	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	(0,06)	—	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	(0,05)	—	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	(0,04)	—	—
Participations sans contrôle (TC PipeLines, LP - dépréciation de Great Lakes)	0,28	—	—
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
Activités de gestion des risques ¹	(0,06)	(0,07)	0,02
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire	(1,75) \$	2,46 \$	2,42 \$

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	(8)	(11)	(4)
Installations énergétiques aux États-Unis	(30)	(55)	50
Stockage de gaz naturel	1	13	(2)
Change	(21)	(21)	(9)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	19	27	(16)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(39)	(47)	19

BAIIA comparable et BAIL comparable selon le secteur

exercice clos le 31 décembre 2015					
(en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	3 352	(2 364)	1 148	(270)	1 866
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	3 686	—	—	3 686
Perte à la vente de TC Offshore	125	—	—	—	125
Coûts de restructuration	—	—	—	99	99
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	—	—	59	—	59
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	—	—	36	—	36
Activités de gestion des risques	—	—	37	—	37
BAIIA comparable	3 477	1 322	1 280	(171)	5 908
Amortissement comparable	(1 132)	(266)	(336)	(31)	(1 765)
BAIL comparable	2 345	1 056	944	(202)	4 143

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 Pacífico/ INNERGY	(9)	—	—	—	(9)
Activités de gestion des risques	—	—	53	—	53
BAIIA comparable	3 241	1 059	1 348	(127)	5 521
Amortissement comparable	(1 063)	(216)	(309)	(23)	(1 611)
BAIL 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	—	—	(44)	—	(44)
BAIIA comparable	2 852	752	1 363	(108)	4 859
Amortissement comparable	(1 013)	(149)	(294)	(16)	(1 472)
BAIL comparable	1 839	603	1 069	(124)	3 387

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

(non audité, en millions de dollars, sauf les montants par action)

2015	T4	T3	T2	T1
Produits	2 851	2 944	2 631	2 874
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(2 458)	402	429	387
Résultat comparable	453	440	397	465
Résultat comparable par action ordinaire	0,64 \$	0,62 \$	0,56 \$	0,66 \$
Données sur les actions				
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué(e)	(3,47) \$	0,57 \$	0,60 \$	0,55 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,52 \$	0,52 \$	0,52 \$	0,52 \$

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 ordinaire	0,72 \$	0,63 \$	0,47 \$	0,60 \$
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire - 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 \$

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 rendent 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.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2015 sont exclus :

- une charge de dépréciation de 2 891 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL et les projets connexes;
- une provision pour perte de 86 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore dont la clôture est prévue pour le début de 2016;
- une charge nette de 60 millions de dollars après les impôts liée à notre initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise, dont 28 millions de dollars principalement pour les indemnités de cessation d'emploi pour 2015 et une provision de 32 millions de dollars au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivent dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;
- une charge de 43 millions de dollars après les impôts liée à la perte de valeur d'un équipement de turbine appartenant à notre secteur de l'énergie et détenu pour une utilisation future;
- une charge de 27 millions de dollars après les impôts liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- un ajustement favorable du bénéfice de 199 millions de dollars lié à l'incidence sur notre bénéfice net tiré des participations sans contrôle de la charge de dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC PipeLines, LP dans Great Lakes.

Au troisième trimestre de 2015, le résultat comparable excluait une charge de 6 millions de dollars après les impôts liée aux indemnités de cessation d'emploi dans le cadre d'une restructuration visant à maximiser l'efficacité et l'efficience des activités actuelles de la société.

Du résultat comparable du deuxième trimestre 2015 était exclu un ajustement de 34 millions de dollars de la charge d'impôts en raison d'une augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015, de même qu'une charge de 8 millions de dollars après les impôts pour des indemnités de cessation d'emploi découlant principalement de la restructuration de notre groupe responsable des projets majeurs en raison des délais survenus pour certains projets majeurs et dans l'objectif d'augmenter l'efficacité de notre exploitation.

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.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2015

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2015	2014
Gazoducs	572	621
Pipelines de liquides	(3 413)	230
Énergie	82	219
Siège social	(161)	(43)
Total (de la perte) du bénéfice sectoriel(le)	(2 920)	1 027
Intérêts débiteurs	(380)	(323)
Intérêts créditeurs et autres	80	28
(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	(3 220)	732
Recouvrement (charge) d'impôts	646	(206)
(Perte nette) bénéfice net	(2 574)	526
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	139	(43)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	(2 435)	483
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(25)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(2 458)	458
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	(3,47) \$	0,65 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2015, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est replié de 2 916 millions de dollars pour se chiffrer à une perte nette de 2 458 millions de dollars comparativement à la même période en 2014. Les résultats de 2015 comprennent :

- une charge de dépréciation de 2 891 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL et les projets connexes;
- une provision pour perte de 86 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore dont la clôture est prévue pour le début de 2016;
- une charge nette de 60 millions de dollars après les impôts liée à notre initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise, dont 28 millions de dollars principalement pour les coûts relatifs aux indemnités de cessation d'emploi de 2015 et une provision de 32 millions de dollars au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivent dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;
- une charge de 43 millions de dollars après les impôts liée à la perte de valeur d'un équipement de turbine appartenant à notre secteur de l'énergie et détenu pour une utilisation future;
- une charge de 27 millions de dollars après les impôts liée au règlement par Bruce Power liée de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- un ajustement favorable du bénéfice de 199 millions de dollars lié à l'incidence sur notre bénéfice net tiré des participations sans contrôle de la dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC PipeLines, LP dans Great Lakes.

Les résultats de 2014 comprenaient :

- un gain de 8 millions de dollars après les impôts à la vente de notre participation de 30 % dans Gas Pacifico/INNERGY.

Le bénéfice net des deux périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2015, le résultat comparable a reculé de 58 millions de dollars par rapport à la même période en 2014, comme indiqué ci-après dans le rapprochement du bénéfice net 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)	2015	2014
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(2 458)	458
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	2 891	—
Perte à la vente de TC Offshore	86	—
Coûts de restructuration	60	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	43	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	27	—
Participations sans contrôle (TC PipeLines, LP - dépréciation de Great Lakes)	(199)	—
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	—	(8)
Activités de gestion des risques ¹	3	61
Résultat comparable	453	511
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire	(3,47) \$	0,65 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	4,08	—
Perte à la vente de TC Offshore	0,12	—
Coûts de restructuration	0,08	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	0,06	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	0,04	—
Participations sans contrôle (TC PipeLines, LP - dépréciation de Great Lakes)	(0,28)	—
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	—	(0,01)
Activités de gestion des risques ¹	0,01	0,08
Résultat comparable par action ordinaire	0,64 \$	0,72 \$

¹

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	(1)	(11)
Installations énergétiques aux États-Unis	(8)	(85)
Stockage de gaz naturel	(1)	9
Change	4	(12)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	3	38
Total des pertes découlant des activités de gestion des risques	(3)	(61)

BAIIA comparable et BAII comparable selon le secteur

trimestre clos le 31 décembre 2015					
(en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	984	342	275	(74)	1 527
Amortissement	(287)	(69)	(88)	(8)	(452)
BAII comparable	697	273	187	(82)	1 075

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	(272)	(58)	(79)	(7)	(416)
BAII comparable	612	230	306	(43)	1 105

Résultat comparable

Le résultat comparable a diminué de 58 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 par rapport à la même période en 2014. Cette situation est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des revenus incitatifs du réseau principal au Canada;
- le résultat inférieur des installations énergétiques au Canada en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et des volumes moindres aux termes de CAE des installations énergétiques de l'Ouest, le recul du résultat de Bruce Power attribuable à un nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus accru et à une hausse des dépenses d'exploitation de Bruce A, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par un plus petit nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et une diminution de la charge locative de Bruce B, ainsi que la baisse du résultat tiré de la vente de la capacité de transport de gaz naturel non utilisée des installations énergétiques de l'Est;
- la progression du résultat attribuable au secteur des pipelines de liquides en raison de l'accroissement des volumes visés par des contrats;
- l'augmentation des intérêts débiteurs découlant des émissions de titres d'emprunt à long terme et de la cessation des intérêts capitalisés relativement à Keystone XL et aux projets connexes à la suite du refus de l'octroi du permis présidentiel des États-Unis le 6 novembre 2015.

Le raffermissement du dollar américain en 2015 par rapport à 2014 a eu un effet positif sur les résultats libellés en devises de nos entreprises aux États-Unis. Cet effet a toutefois été annulé en 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 du change utilisées pour gérer notre exposition.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs a fléchi de 49 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014 et il tenait compte d'une provision pour perte de 125 millions de dollars avant les impôts comptabilisée à la suite de l'entente conclue en décembre 2015 visant la vente de TC Offshore dont la clôture est prévue au début de 2016. Le bénéfice sectoriel de 2014 comprenait un gain de 9 millions de dollars avant les impôts lié à la vente de Gas Pacifico/INTEGRITY en novembre 2014. Ces montants ont été exclus de notre calcul du BAII comparable.

L'amortissement a augmenté de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, principalement en raison du relèvement de la base d'investissement sur le réseau de NGTL, de l'amortissement relatif à l'achèvement du prolongement de Tamazunchale et de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

Gazoducs au Canada

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a baissé de 63 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison principalement d'une base d'investissement moins élevée en 2015 et d'un RCA inférieur, soit 10,1 %, en 2015, comparativement à un RCA de 11,5 % en 2014. Les revenus incitatifs de 59 millions de dollars pour 2014 qui ont été comptabilisés au quatrième trimestre de 2014 ont contribué au bénéfice net plus élevé de cette période.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2015, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 10 millions de dollars comparativement à la même période en 2014, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée et des pertes incitatives au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réalisées en 2014.

Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale a augmenté de 42 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014. Cette hausse est imputable à l'incidence nette de l'accroissement des revenus de transport de l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR, contrebalancé en partie par la progression des dépenses relatives aux travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines d'ANR.

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 reculé de 3 643 millions de dollars pour se chiffrer à une perte sectorielle de 3 413 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014. La perte sectorielle inscrite en 2015 tient compte d'une charge de dépréciation de 3 686 millions de dollars avant les impôts liée à Keystone XL et aux projets connexes à la suite du refus de l'octroi du permis présidentiel aux États-Unis. Ce montant a été exclu de notre calcul du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides est l'équivalent du BAII comparable qui, ainsi que le BAIIA, est examiné ci-dessous.

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a augmenté de 54 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, principalement en raison de l'accroissement des volumes visés par des contrats et du raffermissement du dollar américain et son effet positif sur l'incidence du change.

L'amortissement comparable a augmenté de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison surtout de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

Énergie

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a diminué de 137 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014 et il comprenait les postes particuliers suivants pour le trimestre clos le 31 décembre 2015, lesquels sont exclus du résultat comparable :

- une charge de 59 millions de dollars avant les impôts au titre d'une perte de valeur d'un équipement de turbine acheté pour un nouveau projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé. Nous avons récemment évalué la possibilité d'utiliser cet équipement pour divers autres projets, et ces évaluations étayaient la dépréciation de la valeur comptable. L'évaluation comportait une comparaison avec des actifs semblables disponibles à la vente sur le marché;
- une charge de 36 millions de dollars avant les impôts liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- 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	
	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	(1)	(11)
Installations énergétiques aux États-Unis	(8)	(85)
Stockage de gaz naturel	(1)	9
Total des pertes découlant des activités de gestion des risques	(10)	(87)

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'électricité et le volume de nos positions 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 sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a chuté de 110 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, un effet net des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et des volumes moindres aux termes de CAE;
- le recul du résultat de Bruce Power en raison de la baisse des volumes attribuable à un nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus accru et à une hausse des dépenses d'exploitation de Bruce A, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par la hausse des volumes découlant d'un plus petit nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et d'une diminution de la charge locative de Bruce B;
- la baisse du résultat des installations énergétiques de l'Est, en raison surtout du résultat inférieur tiré de la vente de la capacité de transport de gaz naturel non utilisée;
- le raffermissement du dollar américain et son effet positif sur l'incidence du change.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a diminué de 60 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et des volumes moindres aux termes de CAE.

Le BAIIA comparable pour les installations énergétiques de l'Est a reculé de 26 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison de la diminution des produits tirés de la vente de capacité de transport de gaz naturel non utilisée et de la réduction des produits contractuels de Bécancour.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable dans Bruce A a accusé un recul de 58 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, principalement en raison de la baisse des volumes découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation prévus et de la hausse des charges d'exploitation.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable dans Bruce B a augmenté de 26 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, principalement en raison de la hausse des volumes attribuable à un nombre moindre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et de la diminution de la charge locative aux termes du contrat de location avec l'Ontario Power Generation.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a baissé de 5 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 par rapport à la même période en 2014, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des produits tirés de la capacité de Ravenswood attribuable à la baisse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et à l'incidence de la capacité disponible moindre de la centrale;
- la baisse des prix réalisés pour l'électricité par nos installations hydroélectriques de la Nouvelle-Angleterre;
- la production accrue de nos installations de Ravenswood;
- l'augmentation des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre.

Le BAIIA comparable pour le stockage de gaz naturel et autres a baissé de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, principalement en raison de la diminution des produits exclusifs découlant de la réduction des écarts sur les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel.

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
km	kilomètre
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 la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction.
base tarifaire	Notre investissement moyen annuel dans les actifs utilisés.
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
centrales de cogénération	Installations qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur utile.
décision 2014 de l'ONÉ	En réponse à la décision RH-01-2014 concernant la demande visant l'établissement des droits entre 2015 et 2030 pour le réseau principal au Canada
diluant	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	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 du District of Columbia.
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
BAIL	Bénéfice avant les intérêts et les impôts
BAILA	Bénéfice avant les intérêts et 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
Poste particulier	Éléments que nous jugeons importants mais qui ne reflètent pas nos opérations sous-jacentes au cours de la période
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
ALENA	Accord de libre-échange nord-américain
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia, or Energy Regulatory Commission (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	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SGER	Specified Gas Emitters Regulations