

Rapport de gestion

Le 15 février 2017

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada PipeLines Limited. 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 2016.

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 2016, qui ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR »).

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	2
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	6
• Trois entreprises essentielles	7
• Notre stratégie	9
• Acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc.	11
• Programme d'investissement	13
• Points saillants des résultats financiers de 2016	15
• Perspectives	23
ENTREPRISE DE GAZODUCS	24
GAZODUCS – CANADA	32
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	37
GAZODUCS – MEXIQUE	43
RISQUES LIÉS À L'ENTREPRISE DE GAZODUCS	45
PIPELINES DE LIQUIDES	47
ÉNERGIE	57
SIÈGE SOCIAL	74
SITUATION FINANCIÈRE	79
AUTRES RENSEIGNEMENTS	91
• Risques et gestion des risques	91
• Contrôles et procédures	99
• Estimations comptables critiques	100
• Instruments financiers	104
• Modifications comptables	107
• Rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable au bénéfice sectoriel	110
• Résultats trimestriels	111
GLOSSAIRE	119

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TCPL » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à TransCanada PipeLines Limited et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 119. Tous les renseignements sont en date du 15 février 2017 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 incluent des renseignements portant notamment sur :

- les changements prévus touchant notre entreprise, notamment la cession de certains actifs;
- 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;
- la croissance prévue des dividendes;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement et ceux qui sont en attente de permis;
- les calendriers prévus dans le cas des projets planifiés (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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

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

Hypothèses

- la monétisation prévue de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- les taux d'inflation, le prix des produits de base et les prix de capacité;
- la nature et la portée des opérations de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- le maintien du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain au niveau actuel ou proche de celui-ci;
- 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.

Risques et incertitudes

- notre capacité de réaliser les avantages attendus de l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia »);
- le moment et l'exécution de nos ventes d'actifs prévues;
- 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 pipelinères;
- 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 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

Il est possible d'obtenir de plus amples renseignements au sujet de TCPL dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Il est question dans le présent rapport de gestion des mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- résultat comparable;
- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- fonds provenant de l'exploitation;
- fonds provenant de l'exploitation comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables.

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.

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.

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 ainsi que des modifications apportées aux taux en vigueur;
- des gains ou des pertes à la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- 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 des écarts d'acquisition, d'investissements et d'autres actifs, y compris certains coûts liés à leur maintien et à leur liquidation;
- les coûts d'acquisition.

Nous excluons les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des 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 généralement 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 sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Résultat comparable

Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Il est calculé d'une manière uniforme d'une période à l'autre. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, les impôts sur le bénéfice et les participations sans contrôle, après ajustement en fonction de postes particuliers.

BAII comparable et BAIIA comparable

Le BAII comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction des postes particuliers décrits ci-dessus. Nous utilisons le BAII comparable comme une mesure du 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. Le BAIIA comparable est calculé de la même manière que le BAII comparable, sauf qu'il exclut les charges d'amortissement hors trésorerie.

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. Se reporter à 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 comparables

Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables 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 dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Pour certaines de nos activités réglementées, même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, ces dépenses sont incluses dans leur base tarifaire respective, de laquelle nous tirons un rendement réglementé et recouvrons l'amortissement à même les droits futurs.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2016, nous avons adopté de manière rétrospective une nouvelle norme comptable conforme aux PCGR des États-Unis. Cette norme nous permet de classer certains bénéfices répartis reçus d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation, auparavant inclus dans les activités d'investissement, dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation à l'état consolidé des flux de trésorerie. Par conséquent, nous n'avons plus à faire d'ajustement pour tenir compte des distributions additionnelles provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.

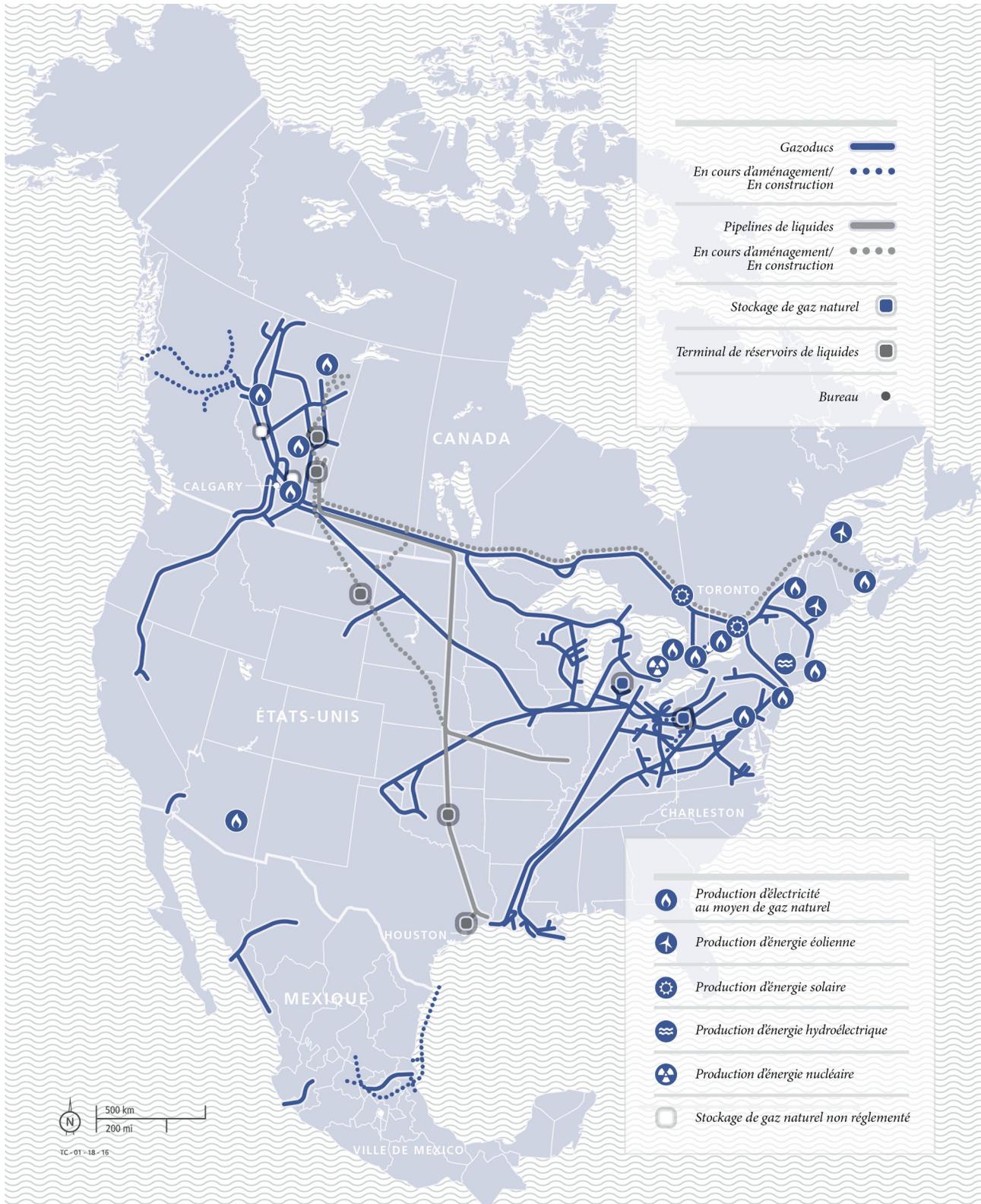
Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour notre actionnaire ordinaire avant l'affectation des capitaux. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées à l'exploitation.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR équivalente.

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAII comparable	bénéfice sectoriel
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Au sujet de la société

Forte d'une expérience de plus de 65 ans, TCPL 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. TCPL est une filiale en propriété exclusive de TransCanada Corporation (« TransCanada »).



TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

Nous exploitons trois entreprises essentielles : les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. En raison de notre acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et de la monétisation prochaine de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons convenu qu'il était pertinent de modifier nos secteurs d'exploitation. Par conséquent, nous considérons que nous menons nos activités dans les secteurs suivants : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie. Cette structure nous permet de communiquer de l'information qui correspond à la manière dont la direction prend des décisions sur nos activités et évalue la performance de nos entreprises. Nous comptons aussi le secteur Siège social qui n'est pas lié à l'exploitation et qui regroupe des fonctions administratives et intégrées; il assure la gouvernance des secteurs d'exploitation et leur fournit divers autres services. L'information sectorielle des périodes précédentes a été retraitée de manière à tenir compte des nouveaux secteurs.

Notre portefeuille d'actifs énergétiques de 88 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 38 États américains et au Mexique.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2016	2015
Total de l'actif		
Gazoducs – Canada	15 816	15 038
Gazoducs – États-Unis ¹	34 422	12 207
Gazoducs – Mexique	5 013	3 787
Pipelines de liquides	16 896	16 046
Énergie ²	13 169	15 614
Siège social	2 625	4 152
	87 941	66 844

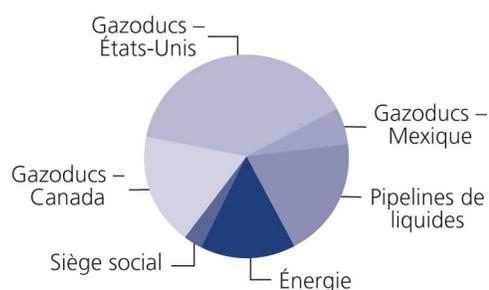
1 Compte tenu de Columbia pour 2016.

2 Compte tenu des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente.

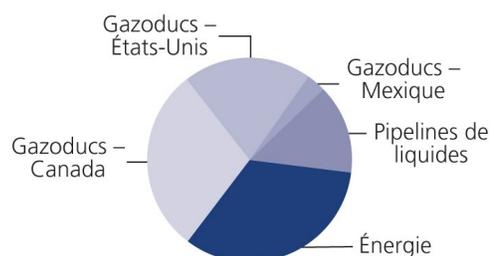
exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2016	2015
Total des produits		
Gazoducs – Canada	3 682	3 680
Gazoducs – États-Unis ¹	2 526	1 444
Gazoducs – Mexique	378	259
Pipelines de liquides	1 755	1 879
Énergie	4 164	4 038
	12 505	11 300

1 Compte tenu de Columbia depuis le 1^{er} juillet 2016.

2016 Total de l'actif



2016 Total des produits



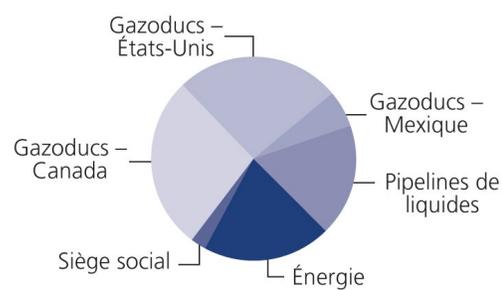
exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2016	2015
BAll comparable		
Gazoducs – Canada	1 373	1 413
Gazoducs – États-Unis ¹	1 286	731
Gazoducs – Mexique	290	171
Pipelines de liquides	881	1 043
Énergie	996	924
Siège social	(118)	(139)
	4 708	4 143

¹ Compte tenu de Columbia depuis le 1^{er} juillet 2016.

Actions ordinaires en circulation – moyenne

(en millions)	
2016	806
2015	779
2014	775

2016 BAll comparable



Au 13 février 2017

Actions ordinaires

Émises et en circulation

862 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 71 milliards de dollars, composé de 23 milliards de dollars destinés à des projets à court terme et de 48 milliards de dollars destinés à des projets à moyen et long terme garantis sur le plan commercial. L'apport de ces projets aux résultats et aux flux de trésorerie devrait s'accroître à court, moyen et long terme au fur et à mesure de leur mise en service.
- Notre expertise en matière d'aménagement de projets, 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 meilleur rendement pour notre actionnaire.
- 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 pipelinaires et d'autres installations énergétiques.
- Nos investissements dans des centrales alimentées au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire témoignent de notre engagement à l'égard de l'énergie propre et durable.

3 Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur 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 la sécurité, 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 à toutes les étapes 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 – Performance financière constamment solide ainsi que stabilité financière et 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 à l'actionnaire et investisseur, tant les appréciations de valeur que les risques, afin d'obtenir sa confiance et son soutien.

ACQUISITION DE COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.

Acquisition

Le 1^{er} juillet 2016, nous avons acquis une participation de 100 % dans Columbia pour un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US en trésorerie. L'acquisition a été financée par l'émission d'actions ordinaires de TCPL à TransCanada et un prêt intersociétés consenti par TransCanada relativement au produit tiré de la vente de reçus de souscription de cette dernière. La vente des reçus de souscription de TransCanada a été réalisée le 1^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne; le produit brut d'environ 4,4 milliards de dollars a été transféré à TCPL avant la clôture de l'acquisition. Nous avons également effectué des prélèvements totalisant 6,9 milliards de dollars US sur les facilités de crédit-relais d'acquisition. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de renseignements sur les actions ordinaires émises, le prêt intersociétés et les facilités de crédit-relais d'acquisition.

Columbia exploite un portefeuille composé de gazoducs réglementés d'une longueur d'environ 24 500 km (15 200 milles), d'installations de stockage de gaz naturel d'une capacité de 285 milliards de pieds cubes et des actifs intermédiaires connexes. Nous avons acquis Columbia pour étendre nos activités liées au gaz naturel sur le marché américain, ce qui nous permettra de profiter de nouvelles occasions de croissance à long terme. L'acquisition visait également un gros portefeuille de nouveaux projets d'investissements de croissance comprenant actuellement sept importantes expansions de pipelines ayant pour but d'acheminer aux marchés l'approvisionnement croissant provenant des bassins de production Marcellus / Utica, ainsi qu'un programme de modernisation des infrastructures existantes jusqu'en 2020 inclusivement visant à continuer d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau. Nous continuons de concrétiser des plans visant une intégration efficace de Columbia à la société TCPL. Les avantages cibles de 250 millions de dollars US que nous prévoyons réaliser au chapitre des coûts, des produits et du financement s'annoncent toujours réalisables d'ici 2018.

Tout au long du présent rapport de gestion, « Columbia » désigne l'ensemble de l'entreprise que nous avons acquise. Toutefois, le rapport de gestion fait également référence à des entreprises et à des actifs qui font partie de Columbia :

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

L'entreprise de stockage de gaz naturel détenue en propriété exclusive de Columbia – l'une des plus grandes en Amérique du Nord – comprend 37 installations de stockage dans quatre États qui sont très bien intégrées aux actifs pipeliniers de Columbia.

- Hardy Storage – Nous possédons et exploitons aussi une participation de 50 % dans l'entreprise Hardy Storage, une installation de stockage de gaz naturel située dans les comtés de Hardy et de Hampshire, en Virginie-Occidentale.

Le tableau ci-dessous présente les coûts liés à l'acquisition de Columbia qui ont été exclus du résultat comparable.

exercice clos le 31 décembre	2016
(en millions de dollars)	
Coûts d'exploitation des centrales et autres – Gazoducs – États-Unis	63
Coûts d'exploitation des centrales et autres – Siège social	116
Intérêts débiteurs	6
Charge d'impôts sur le bénéfice	(10)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(5)
Montant total exclu du résultat comparable	170

Les coûts de 170 millions de dollars après les impôts, qui ont été exclus du résultat comparable, comprenaient des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 90 millions de dollars, des coûts d'acquisition de 36 millions de dollars et un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à l'acquisition.

Dans le cadre du plan de financement initial de l'acquisition de Columbia, nous avons annoncé la monétisation prévue de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis et la vente d'une participation minoritaire dans nos gazoducs au Mexique.

Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis

Le 1^{er} novembre 2016, nous avons annoncé la vente de Ravenswood, Ironwood, Ocean State Power et Kibby Wind à Helix Generation, LLC, société liée à LS Power Equity Advisors, pour 2,2 milliards de dollars US, et de TC Hydro à Great River Hydro, LLC, société liée à ArcLight Capital Partners LLC, pour 1,065 milliard de dollars US. Ces deux transactions de vente devraient se conclure au premier semestre de 2017 sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation et autres et comporteront des ajustements de clôture habituels. Ces cessions d'actifs devraient se traduire par une perte nette d'environ 1,1 milliard de dollars après les impôts, dont une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition d'une valeur d'environ 656 millions de dollars, après les impôts, une perte nette d'environ 863 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et un gain d'environ 440 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs d'énergie hydraulique à la clôture de cette transaction. Nous sommes également dans le processus de monétiser l'entreprise de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Le produit de ces ventes et la valeur de réalisation future de l'entreprise de commercialisation d'électricité serviront à rembourser la tranche résiduelle des facilités de crédit-relais d'acquisition, sur lesquelles des montants ont été prélevés pour financer une partie de l'acquisition de Columbia.

Participation minoritaire dans des gazoducs au Mexique

Dans le cadre du plan de financement initial de l'acquisition de Columbia, nous avons précédemment annoncé notre intention de monétiser notre participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique. Le 1^{er} novembre 2016, nous avons rendu publique notre décision de conserver notre participation actuelle dans ce portefeuille en croissance d'actifs de gazoducs au Mexique plutôt que de vendre une participation minoritaire dans six de ces gazoducs, ce qui cadre également avec la stratégie visant à maximiser la valeur pour l'actionnaire et à maintenir une structure organisationnelle simplifiée.

Placement d'actions ordinaires

Le 1^{er} novembre 2016, en parallèle avec notre décision de conserver notre participation actuelle dans notre entreprise de gazoducs au Mexique en croissance, nous avons conclu une entente avec un groupe de preneurs fermes afin d'effectuer un placement d'actions ordinaires comprenant une option de surallocation. Le 16 novembre 2016, compte tenu de l'exercice de la totalité de l'option de surallocation par les preneurs fermes, nous avons émis 60,2 millions d'actions ordinaires au prix de 58,50 \$ l'action pour un produit totalisant environ 3,5 milliards de dollars. Le produit du placement a servi à rembourser une tranche des facilités de crédit-relais d'acquisition de 6,9 milliards de dollars US, sur lesquelles des montants ont été prélevés pour financer une partie de l'acquisition de Columbia.

Stratégie concernant nos sociétés en commandite cotées en bourse et acquisition de CPPL

Par suite d'un examen de notre stratégie concernant nos sociétés en commandite cotées en bourse, le 1^{er} novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une entente et d'un plan de fusion au moyen desquels notre filiale en propriété exclusive Columbia Pipeline Group, Inc. a convenu d'acquérir contre trésorerie la totalité des parts ordinaires en circulation de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL »). La clôture de l'acquisition devrait avoir lieu au premier trimestre de 2017. TC PipeLines, LP demeure une composante centrale de notre stratégie future.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. 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 23 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 48 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 des dépenses d'investissement de maintien, 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.

Projets à court terme

au 31 décembre 2016 (en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Réseau principal au Canada	Gazoducs – Canada	2017-2018	0,3	0,1
Réseau de NGTL – North Montney	Gazoducs – Canada	2018+ ¹	1,7	0,3
– Saddle West	Gazoducs – Canada	2019	0,6	—
– Installations de 2016/2017	Gazoducs – Canada	2017-2020	2,2	0,5
– Installations de 2018	Gazoducs – Canada	2018-2020	0,6	—
– Autres	Gazoducs – Canada	2017-2020	0,3	—
Grand Rapids ²	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,8
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	1,0	0,9
Columbia Gas ³ – Leach XPress	Gazoducs – États-Unis	2017	1,4 US	0,4 US
– Modernisation I	Gazoducs – États-Unis	2017	0,2 US	— US
– WB XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	0,8 US	0,2 US
– Mountaineer XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	2,0 US	0,1 US
– Modernisation II	Gazoducs – États-Unis	2018-2020	1,1 US	— US
Columbia Gulf ³ – Rayne XPress	Gazoducs – États-Unis	2017	0,4 US	0,2 US
– Accès à Cameron	Gazoducs – États-Unis	2018	0,3 US	0,1 US
– Gulf XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	0,6 US	— US
Midstream – Gibraltar	Gazoducs – États-Unis	2017	0,3 US	0,2 US
Tula	Gazoducs – Mexique	2018	0,6 US	0,3 US
White Spruce	Pipelines de liquides	2018	0,2	—
Napanee	Énergie	2018	1,1	0,7
Villa de Reyes	Gazoducs – Mexique	2018	0,6 US	0,2 US
Sur de Texas ²	Gazoducs – Mexique	2018	1,3 US	0,1 US
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁴	Énergie	jusqu'en 2020	1,1	0,1
			19,6	5,2
Incidence du change sur les projets à court terme ⁵			3,3	0,6
Total des projets à court terme (en milliards de dollars CA)			22,9	5,8

1 La date de mise en service dépend de l'obtention d'une décision d'investissement finale positive à l'égard du projet de transport de gaz de Prince Rupert.

2 Notre quote-part.

3 Les projets de Columbia excluent la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, alors que les coûts estimatifs auparavant annoncés l'incluaient.

4 Les montants reflètent notre quote-part des coûts en capital résiduels que Bruce Power prévoit engager dans ses programmes d'investissement visant l'allongement de son cycle de vie en prévision des arrêts majeurs pour remise à neuf, qui sont censés commencer au début de 2020.

5 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,34 \$ au 31 décembre 2016.

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 établis. Ces projets sont tous garantis sur le plan commercial, mais ils sont assujettis à des approbations, notamment la décision d'investissement finale 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 2016			
(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	— 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	0,3 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	0,8
Réseau principal de l'Est	Gazoducs – Canada	2,0	0,1
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique			
Coastal GasLink	Gazoducs – Canada	4,8	0,4
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs – Canada	5,0	0,5
Réseau de NGTL - Merrick	Gazoducs – Canada	1,9	—
		45,2	2,3
Incidence du change sur les projets à moyen et à long terme ⁴		2,9	0,1
Total des projets à moyen et à long terme (en milliards de dollars CA)		48,1	2,4

1 Notre quote-part.

2 La valeur comptable correspond au montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée en 2015.

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

4 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,34 \$ au 31 décembre 2016.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2016

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, les fonds provenant de l'exploitation comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 3 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que les pages 81, 82 et 110 pour un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

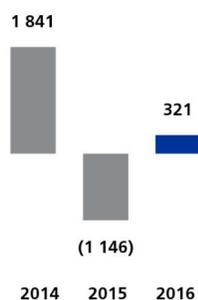
exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Bénéfice			
Produits	12 505	11 300	10 185
Bénéfice net (perte nette) attribuable à l'actionnaire ordinaire	321	(1 146)	1 841
BAIIA comparable	6 647	5 908	5 521
Résultat comparable	2 202	1 849	1 813
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	5 156	4 423	4 225
Fonds provenant de l'exploitation comparables	5 152	4 815	4 457
Flux de trésorerie distribuables comparables	3 746	3 654	3 498
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	5 007	3 918	3 489
Dépenses d'investissement – projets en cours d'aménagement	295	511	848
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	765	493	256
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	13 608	236	241
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	6	—	196
Bilan			
Total de l'actif	87 941	66 844	61 415
Dette à long terme	40 150	31 456	24 757
Billets subordonnés de rang inférieur	3 931	2 409	1 160
Participations sans contrôle	1 726	1 717	1 583
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire	21 809	18 580	21 095

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Bénéfice (perte) sectoriel(le)			
Gazoducs – Canada	1 373	1 413	1 454
Gazoducs – États-Unis	1 219	606	556
Gazoducs – Mexique	290	171	142
Pipelines de liquides	827	(2 643)	830
Énergie	(1 140)	792	1 036
Siège social	(256)	(238)	(87)
Total du bénéfice sectoriel	2 313	101	3 931
Intérêts débiteurs	(1 927)	(1 398)	(1 235)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	419	295	136
Intérêts créditeurs et autres	117	(103)	(8)
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	922	(1 105)	2 824
Charge d'impôts	(349)	(35)	(830)
Bénéfice net (perte nette)	573	(1 140)	1 994
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(252)	(6)	(151)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	321	(1 146)	1 843
Dividendes sur les actions privilégiées	—	—	(2)
Bénéfice net (perte nette) attribuable à l'actionnaire ordinaire	321	(1 146)	1 841

Bénéfice net (perte nette) attribuable à l'actionnaire ordinaire

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire se chiffrait en 2016 à 321 millions de dollars (perte de 1 146 millions de dollars en 2015; bénéfice de 1 841 millions de dollars en 2014). Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable à l'actionnaire ordinaire entre 2014 et 2016 et ils ont été retranchés du résultat comparable pour les périodes indiquées :

2016

- une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- une perte de 873 millions de dollars après les impôts sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente qui comprend une perte de 863 millions de dollars après les impôts sur les actifs combinés d'énergie thermique et éolienne destinés à la vente et des coûts de 10 millions de dollars après les impôts relatifs à la monétisation;
- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta (directement et par le truchement de notre participation dans ASTC Power Partnership) par suite de notre décision de résilier les CAE et une perte de 68 millions de dollars après les impôts sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- les coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui se sont traduits par une charge de 170 millions de dollars après les impôts comprenant des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 90 millions de dollars, des coûts d'acquisition de 36 millions de dollars et un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à l'acquisition;
- des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte avant les impôts attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation du quatrième trimestre de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation;
- une charge après les impôts de 42 millions de dollars au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge après les impôts de 16 millions de dollars au titre de la restructuration se rapportant essentiellement aux 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 perte additionnelle de 3 millions de dollars après les impôts sur la vente de TC Offshore dont la clôture a eu lieu au début de 2016.

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 a eu lieu au début de 2016;
- une charge nette de 74 millions de dollars après les impôts au titre de la 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 avaient 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.

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

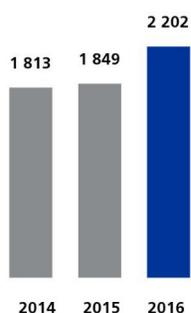
Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) et du résultat comparable

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Bénéfice net (perte nette) attribuable à l'actionnaire ordinaire	321	(1 146)	1 841
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	656	—	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	873	—	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	244	—	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	170	—	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	(28)	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	42	—	—
Coûts de restructuration	16	74	—
Perte à la vente de TC Offshore	3	86	—
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	2 891	—
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)
Activités de gestion des risques ¹	(95)	39	47
Résultat comparable	2 202	1 849	1 813

1 exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	4	(8)	(11)
Installations énergétiques aux États-Unis	113	(30)	(55)
Commercialisation des liquides	(2)	—	—
Stockage de gaz naturel	8	1	13
Change	26	(21)	(21)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(54)	19	27
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	95	(39)	(47)

Résultat comparable

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



En 2016, le résultat comparable a progressé de 353 millions de dollars par rapport à 2015. L'augmentation du résultat comparable de 2016 est avant tout le résultat net de ce qui suit :

- le résultat plus élevé tiré des gazoducs aux États-Unis par suite du résultat supplémentaire provenant de Columbia après son acquisition, le 1^{er} juillet 2016, de l'augmentation des produits de transport d'ANR provenant de la hausse des tarifs entrée en vigueur le 1^{er} août 2016, de la conclusion de nouveaux contrats visant les produits tirés du transport sur l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR et de la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt et à la diminution des intérêts capitalisés;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par le fait que les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ont donné lieu à des gains réalisés en 2016 alors qu'ils s'étaient soldés par des pertes réalisées en 2015;
- le recul du résultat des pipelines de liquides découlant de l'incidence nette de la hausse des volumes contractuels et de la baisse des volumes non liés à des contrats pour Keystone et de la diminution des volumes sur Marketlink;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés, dont ceux portant sur le réseau de NGTL, Énergie Est, Columbia et les gazoducs au Mexique;
- la hausse de l'apport des gazoducs au Mexique, essentiellement grâce aux produits dégagés par le gazoduc Topolobampo depuis juillet 2016;
- la hausse des produits tirés du stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage réalisés.

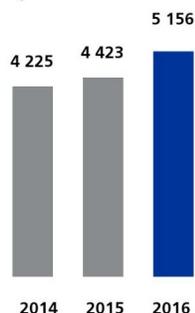
En 2015, le résultat comparable a progressé de 36 millions de dollars par rapport à 2014. L'augmentation du résultat comparable de 2015 est avant tout le résultat net de ce qui suit :

- 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 Énergie Est et nos gazoducs 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.

Flux de trésorerie

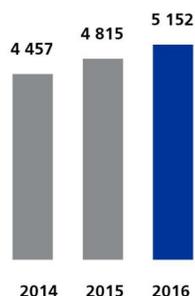
Rentrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Fonds provenant de l'exploitation comparables

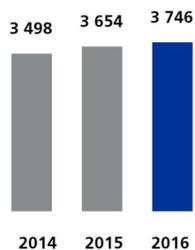
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont été supérieures de 17 % et les fonds provenant de l'exploitation comparables ont affiché une progression de 7 % en 2016, comparativement à 2015, essentiellement en raison de l'augmentation du résultat comparable décrite précédemment. De plus, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont fluctué sous l'effet du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu.

Flux de trésorerie distribuables comparables

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Les flux de trésorerie distribuables comparables ont augmenté en 2016, comparativement à 2015, principalement en raison de la hausse du résultat comparable décrite précédemment, contrebalancée en partie par l'accroissement des dépenses d'investissement de maintien en 2016. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.

Fonds liés aux activités d'investissement

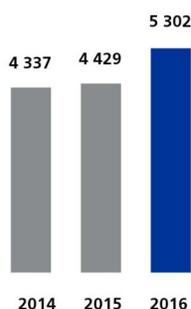
Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Gazoducs – Canada	1 525	1 596	1 141
Gazoducs – États-Unis	1 517	537	277
Gazoducs – Mexique	944	566	718
Pipelines de liquides	810	1 290	1 949
Énergie	473	376	206
Siège social	33	64	46
	5 302	4 429	4 337

¹ Les dépenses d'investissement s'entendent des dépenses visant la capacité, 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 5,3 milliards de dollars en projets d'investissement en 2016 pour 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 pour notre actionnaire pendant les prochaines années.

Autres activités d'investissement

En 2016, nous avons effectué des apports de 765 millions de dollars à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liées à notre investissement dans Bruce Power, Grand Rapids et Sur de Texas.

En 2016, nous avons fait l'acquisition de Columbia pour un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US en trésorerie.

En 2016, Bruce Power a émis des obligations et effectué des prélèvements sur sa facilité de crédit bancaire dans le cadre du programme visant à financer son programme d'investissement et a versé des distributions à ses partenaires, dont un montant de 725 millions de dollars que nous avons reçu.

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en accroissant le total de nos actifs de 26,5 milliards de dollars depuis 2014. Au 31 décembre 2016, le capital-actions ordinaire comptait pour 35 % de la structure du capital (37 % en 2015), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur comptaient pour 6 %. Consulter la page 80 pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividende trimestriel sur nos actions ordinaires

Le dividende déclaré pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2017 est égal au dividende trimestriel qui sera versé sur les actions ordinaires émises et en circulation de Transcanada à la fermeture des bureaux le 31 mars 2017.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015	2014
Actions ordinaires	1 612	1 446	1 345
Actions privilégiées	—	—	4

PERSPECTIVES

Résultat

Nous nous attendons à ce que notre résultat de 2017, exclusion faite des postes particuliers, soit supérieur à celui de 2016, en raison principalement des éléments suivants :

- l'apport pour un exercice complet de Columbia, y compris les nouveaux actifs qui seront mis en service vers la fin de 2017;
- l'exploitation sur un exercice complet de Topolobampo et de Mazatlán, au Mexique;
- l'augmentation de la base d'investissement moyenne pour le réseau de NGTL;
- la hausse de la quote-part du bénéfice attendu de Bruce Power associée à la réduction des travaux d'entretien prévus;
- le résultat attendu de nouveaux raccordements de pipelines de liquides et de la mise en service des projets Northern Courier et Grand Rapids;
- l'incidence sur un exercice complet du règlement d'ANR.

Ces éléments étant neutralisés en partie par :

- la diminution du résultat d'exploitation par suite de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis au premier semestre de 2017.

Gazoducs

Les décisions de réglementation, et le moment où elles sont rendues, ont surtout une incidence sur le résultat des secteurs 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 des gazoducs au Canada en 2017 devrait être plus élevé qu'en 2016 en raison de la croissance du réseau de NGTL qui se poursuit à mesure que nous continuons d'investir dans le raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement gazier sur les marchés du nord-est de la Colombie-Britannique et de l'Alberta et que nous répondons à la demande croissante des marchés intrabassins et d'exportation.

Le résultat tiré des gazoducs aux États-Unis en 2017 devrait être supérieur à celui de 2016 par suite de l'accroissement du bénéfice tiré des actifs de Columbia sur un exercice complet, du règlement d'ANR en 2016 et des nouveaux contrats à long terme associés aux projets Leach XPress et Rayne XPress.

Le résultat découlant de nos gazoducs au Mexique devrait être supérieur en 2017 en raison de l'ajout, en 2016, des actifs des gazoducs de Topolobampo et de Mazatlán et des fonds utilisés pendant la construction liés à notre participation dans le projet de gazoduc de Sur de Texas.

Pipelines de liquides

Le résultat des activités liées aux pipelines de liquides est principalement attribuable à la capacité pipelinière visée par des contrats à long terme. La capacité non liée à des contrats est offerte sur le marché, ce qui permet de dégager un résultat supplémentaire.

Le résultat des pipelines de liquides en 2017 devrait être légèrement supérieur à celui de 2016, car les raccordements à d'autres pipelines ainsi que les projets Northern Courier et Grand Rapids seront progressivement mis en service.

Énergie

Le résultat du secteur de l'énergie est généralement maximisé grâce au maintien et à l'optimisation de l'exploitation de nos centrales électriques et de diverses activités de commercialisation. La monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis fera en sorte que la majeure partie de la production résiduelle de ce secteur sera vendue au moyen de contrats à long terme.

Dans l'ensemble, nous prévoyons que le résultat du secteur de l'énergie en 2017 sera inférieur à celui de 2016 à cause de la monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis. Le résultat des installations énergétiques du Canada devrait être plus élevé en 2017 par suite de l'augmentation de la quote-part du bénéfice de Bruce Power découlant de la diminution des activités d'entretien prévues.

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

Nous prévoyons consacrer environ 9 milliards de dollars en 2017 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 activités de maintien et des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le programme de dépenses d'investissement de 2017 concerne principalement les projets de gazoducs, notamment ceux de Columbia, les expansions du réseau de NGTL, Sur de Texas, ANR, le réseau principal au Canada, Tula et Villa de Reyes; les projets de pipelines de liquides, dont Grand Rapids, Northern Courier et White Spruce; et les projets énergétiques, incluant Bruce Power et de Napanee.

Gazoducs

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel provenant de bassins d'approvisionnement à des sociétés de distribution locales, des installations de production d'électricité, des gazoducs de raccordement et d'autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre réseau de gazoducs exploite pratiquement tous les grands bassins d'approvisionnement et répond chaque jour à plus de 25 % de la demande du continent nord-américain par l'intermédiaire de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive (80 400 km ou 50 000 milles);
- gazoducs détenus partiellement (11 100 km ou 6 900 milles).

En plus de nos gazoducs interétatiques, nous détenons en outre aux États-Unis des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité aménagée totale de 535 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 des principaux marchés d'Amérique du Nord. Nous détenons et exploitons aussi les services intermédiaires de Columbia, qui offrent des services spécifiques aux producteurs gaziers, dont la collecte, le traitement, le conditionnement et la manutention des liquides, surtout dans le bassin des Appalaches.

Notre entreprise des gazoducs est subdivisée en trois secteurs d'exploitation qui reflètent sa diversité géographique : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique.

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 :

- l'expansion et le prolongement de notre vaste empreinte actuelle de gazoducs en Amérique du Nord;
- le raccordement à des marchés nouveaux et en plein essor des secteurs de l'industrie, des sociétés de distribution locales, des raccordements et de la production d'électricité;
- le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste et autres en expansion au Canada et aux États-Unis;
- l'aménagement de nouveaux gazoducs additionnels au Mexique;
- la réalisation de projets visant des installations nouvelles, comme les infrastructures nécessaires à l'exportation de GNL de la côte ouest du Canada et de la côte du golfe du Mexique.

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

- Acquisition de Columbia : Le 1^{er} juillet 2016, nous avons fait l'acquisition de Columbia pour 10,3 milliards de dollars US en trésorerie, créant ainsi l'une des plus grandes entreprises de transport et de stockage de gaz naturel réglementées en Amérique du Nord.
- Obtention des projets de gazoducs Sur de Texas et Villa de Reyes au Mexique : Sur de Texas est un gazoduc de 2,1 milliards de dollars US, dont la mise en service est prévue pour la fin de 2018; Villa de Reyes est un gazoduc de 0,6 milliard de dollars US, dont la mise en service devrait avoir lieu au début de 2018.
- Approbation, par le gouvernement du Canada, de notre demande visant de nouvelles installations d'une valeur de 1,3 milliard de dollars pour le réseau de NGTL en 2017 : comprend cinq pipelines en boucle et deux postes de compression.
- Règlement du dossier tarifaire d'ANR en vertu de l'article 4 : la FERC a approuvé un règlement non contentieux qui a résolu toutes les questions portant sur le dossier tarifaire en vertu de l'article 4 déposé par ANR.
- Projet Saddle West de NGTL : Le projet d'expansion garanti sur le plan commercial d'une valeur de 0,6 milliard de dollars vise à combiner des pipelines en boucle et cinq postes de compression à des emplacements existants, projet qui doit recevoir l'approbation des organismes de réglementation et dont la mise en service est prévue pour 2019.

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 partout en Amérique du Nord un réseau de gazoducs qui relie la production gazière aux gazoducs de raccordement et aux marchés des utilisateurs finals. Le réseau comporte des gazoducs enfouis qui assurent le

transport de gaz naturel essentiellement sous haute pression, des postes de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler les volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations, 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, et des installations de stockage de gaz naturel offrant des services aux clients et contribuant à maintenir l'équilibre global des réseaux de gazoducs.

Nos principaux réseaux de gazoducs

La carte des gazoducs figurant à la page 28 présente notre vaste réseau de gazoducs en Amérique du Nord qui relie les principales sources d'approvisionnement et les principaux marchés. Les réseaux de gazoducs importants au Canada et aux États-Unis comptent pour environ 85 % des canalisations détenues et exploitées totales de notre vaste réseau.

Le réseau de NGTL : Le réseau de NGTL est notre 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 pipelinères 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 bien positionné pour le raccordement de l'approvisionnement du BSOC à des installations d'exportation de GNL à partir de la côte ouest du Canada.

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 prend également de l'expansion pour acheminer l'approvisionnement supplémentaire plus près de ces marchés.

Columbia Gas : Le gazoduc de Columbia Gas est notre réseau de transport de gaz naturel dans le bassin des Appalaches, qui comprend les gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica. Les gisements de Marcellus et d'Utica sont parmi ceux dont l'expansion est la plus rapide en Amérique du Nord. Un peu comme notre réseau dans le BSOC, les actifs de Columbia sont très bien positionnés pour relier l'offre croissante et le marché de la région. Ce réseau est aussi raccordé à d'autres gazoducs, ce qui nous donne accès aux principaux marchés du nord-est des États-Unis et du sud du pays, vers le golfe du Mexique, et à leur demande croissante de gaz naturel pour les marchés d'exportation des GNL. La nécessité pour les producteurs de la région d'accéder aux marchés justifie l'important programme d'investissement consacré à de nouvelles installations de gazoducs sur ce réseau.

Le réseau de pipelines d'ANR : ANR est notre réseau de pipelines qui relie les bassins d'approvisionnement et les marchés de tout le Midwest des États-Unis et du sud du pays, vers le golfe du Mexique. Il achemine le gaz provenant du Texas, de l'Oklahoma, du bassin des Appalaches et du golfe du Mexique aux marchés du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois et de l'Ohio.

Columbia Gulf : Le réseau de Columbia Gulf est un réseau de gazoducs qui a été initialement conçu comme un réseau de livraison sur longue distance transportant le gaz naturel du golfe du Mexique aux principaux marchés du nord-est des États-Unis. Le gazoduc est en cours de transformation et d'expansion pour qu'il puisse prendre en charge l'offre accrue en provenance du bassin des Appalaches et être raccordé au gazoduc de Columbia Gas et à d'autres afin d'acheminer du gaz vers divers marchés de la côte du golfe du Mexique.

Réseau de gazoducs au Mexique : En plus des cinq grands réseaux de gazoducs au Canada et aux États-Unis ci-dessus, la société a aussi, au Mexique, un réseau grandissant de gazoducs en service jumelé à un vaste portefeuille de projets en cours de construction, notamment deux projets de gazoducs côtiers, soit Tula et Villa de Reyes qui, ensemble, sont composés de 720 km (445 milles) de canalisations de 16, 24 et 36 pouces en plus du projet Sur de Texas, qui est un gazoduc extracôtier de 800 km (497 milles) de 42 pouces de diamètre. Nous détenons une participation de 60 % dans Sur de Texas par l'intermédiaire de notre coentreprise avec IEnova.

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 pipelinères 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 de service. Ces droits comprennent généralement 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.

Contexte commercial et priorités stratégiques

Le réseau nord-américain de gazoducs a été aménagé pour acheminer les approvisionnements de diverses régions vers les marchés intérieurs et, de plus en plus, pour répondre à la demande d'installations de GNL. 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 qui desservent les deux principales régions d'approvisionnement d'Amérique du Nord, soit le BSOC et le bassin des Appalaches. Dans une moindre mesure, nos pipelines transportent aussi du gaz naturel à partir d'autres bassins importants, dont ceux des Rocheuses, de Williston, de Haynesville, de Fayetteville et d'Anadarko et le golfe du Mexique. Nous prévoyons une croissance continue de la production de gaz naturel en Amérique du Nord, qui doit répondre à la demande croissante des marchés intérieurs, notamment en ce qui a trait aux secteurs de la production d'électricité et de l'industrie qui profitent des prix relativement bas du gaz. De plus, l'offre nord-américaine devrait bénéficier d'un accès aux marchés internationaux grâce aux exportations de GNL. Notre opinion est conforme à celle de tiers indépendants, notamment au rapport publié par l'Energy Information Administration (« EIA ») des États-Unis sur les perspectives annuelles du secteur de l'énergie pour 2017 et à celui sur les perspectives du secteur de l'énergie à l'échelle internationale pour 2016. Selon ces rapports, la demande de gaz en Amérique du Nord pour 2016 a été d'environ 90 Gpi³/j. En outre, avec la croissance des marchés intérieurs et surtout en raison de l'ajout des marchés des GNL, l'EIA s'attend à ce que la demande atteigne environ 100 Gpi³/j d'ici 2020.

Cet accroissement de la demande de gaz naturel, jumelé au taux de déclin annuel de la production de gaz naturel, qui est de 15 % à 20 %, suggère qu'une production supplémentaire annuelle pouvant aller jusqu'à 25 Gpi³/j sera nécessaire pour répondre à la demande actuelle et prévue. Cette nouvelle production procure des occasions d'investissement aux sociétés d'infrastructures pipelinaires qui cherchent à construire de nouvelles installations pour raccorder l'approvisionnement supplémentaire ou de favoriser l'utilisation accrue du réseau existant.

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, en particulier dans les domaines suivants :

- la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel;
- les installations pétrochimiques et industrielles;
- l'exploitation 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 destinées à 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 du Canada et sur la côte américaine du golfe du Mexique. La demande créée par l'ajout de ces nouveaux marchés nous procure des occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinaires 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 une incidence indirecte sur les activités, car les producteurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder des projets d'exploration ou, du côté de la demande, des projets utilisant du gaz naturel peuvent être devancés ou retardés selon les conditions du marché ou les prix. La baisse des prix a élargi la part de marché du gaz au détriment du charbon pour l'alimentation des marchés de la production d'électricité. Nous continuons d'observer des niveaux records de gaz naturel consommé comme source de combustible pour la production d'électricité. De plus, aux États-Unis, le niveau des exportations de GNL poursuit sa croissance, en particulier dans la région du golf du Mexique.

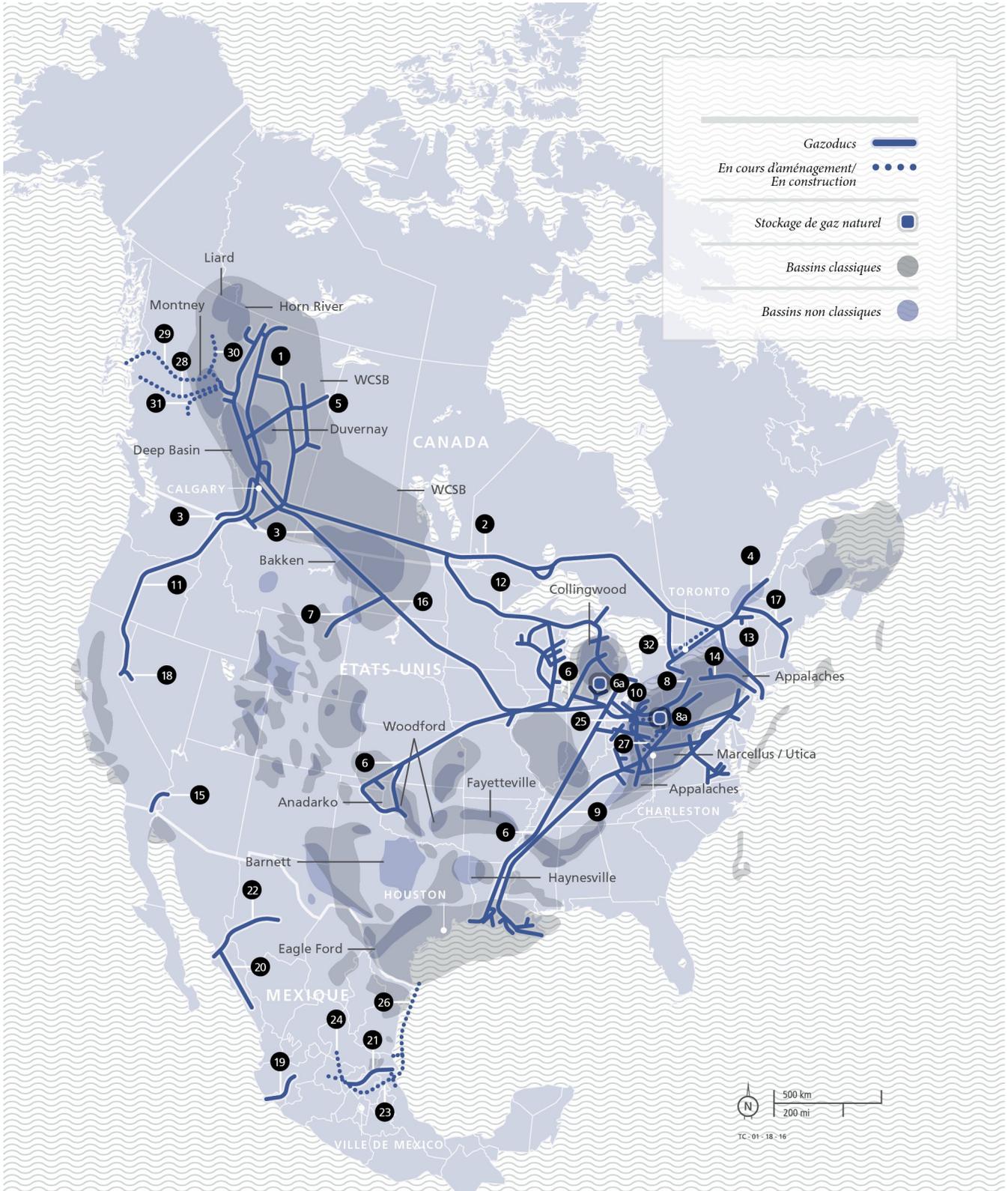
Concurrence accrue

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. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs et, plus particulièrement, notre présence récente dans la région des Appalaches en plein essor, nous sommes bien placés pour soutenir la concurrence. 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 aux États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord qui comporte maintenant un accès aux marchés mondiaux par l'intermédiaire des exportations de GNL.

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 2017, nous mettrons surtout l'accent sur la réalisation en cours de notre important programme d'investissement qui comprend l'expansion des réseaux de NGTL et de Columbia et la poursuite de plusieurs nouveaux projets pipeliniers au Mexique. Notre programme d'investissement à court terme de plus de 16 milliards de dollars dans des projets, exclusion faite de North Montney, donnera lieu à la progression constante des projets devant être mis en service au cours des prochaines années. Notre but est de faire en sorte que tous nos projets soient mis en service à temps et qu'ils respectent notre budget, tout en nous assurant de la sécurité de notre personnel, de nos entrepreneurs et de toute autre personne touchée par la construction et l'exploitation des installations en question.



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 24 012 km (14 920 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 14 125 km (8 777 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 raccorder au réseau de Portland, dans le nord-est des États-Unis.	50 %
5	Ventures LP 161 km (100 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de la région des sables bitumineux située près de Fort McMurray, en Alberta. Il comprend aussi un gazoduc de 27 km (17 milles) qui achemine du gaz naturel à un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
6	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 %
6a	Stockage d'ANR 250 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés du Midwest (certaines ne sont pas indiquées).	
7	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 26,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	26,8 %
8	Columbia Gas 18 113 km (11 255 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de sources situées principalement dans le bassin des Appalaches vers les marchés de tout le nord-est des États-Unis.	100 % ¹
8a	Stockage de Columbia 285 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées offrant leurs services aux clients des principaux marchés de l'est (certaines ne sont pas indiquées). Nous détenons aussi une participation de 50 % dans la capacité de 12 Gpi ³ des installations de stockage Hardy.	100 % ¹
8b	Midstream** 295 km (185 milles)	Infrastructure reliant la tête de puits de producteurs en amont et le secteur en aval (gazoduc et distribution interétatique) et comprend une participation de 47 % dans Pennant Midstream.	100 % ¹
9	Columbia Gulf 5 377 km (3 341 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel aux clients reliés au système et aux pipelines raccordés desservant les marchés du Midwest et du sud-est des États-Unis.	100 % ¹
10	Crossroads 325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines	100 % ¹
11	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 26,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	26,8 %
12	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 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 26,8 % dans TC PipeLines, LP.	66 %
13	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.	50 %

	Longueur	Description	Participation effective
14 Millennium	407 km (253 milles)	Gazoduc qui s'approvisionne à partir de la production locale, des réservoirs de stockage et des gazoducs raccordés en amont pour desservir les marchés situés le long de son parcours et ceux du nord-est des États-Unis.	47,5 % ¹
15 North Baja	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, qui se raccorde 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 26,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	26,8 %
16 Northern Border	2 272 km (1 412 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 13,4 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 26,8 % dans TC PipeLines, LP.	13,4 %
17 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 25,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 11,8 % et de notre participation de 26,8 % dans TC PipeLines, LP. Avant le 1 ^{er} janvier 2016, notre participation directe était de 61,7 %.	25,2 %
18 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 26,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	26,8 %
Gazoducs au Mexique			
19 Guadalajara	315 km (196 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo, dans l'État de Colima, à Guadalajara, dans l'État de Jalisco.	100 %
20 Mazatlán	413 km (257 milles)	Gazoduc qui assure le transport de gaz naturel d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa au Mexique, et qui est raccordé au gazoduc de Topolobampo à El Oro.	100 %
21 Tamazunchale	359 km (223 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, dans le centre-est du Mexique, à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro.	100 %
22 Topolobampo	530 km (329 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Oro, dans l'État de Sinaloa, et El Encino, dans l'État de Chihuahua, jusqu'à Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
En construction			
23 Tula	300 km* (186 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 de l'ouest du Mexique.	100 %
24 Villa de Reyes	420 km* (261 milles)	Gazoduc qui acheminera du gaz naturel depuis Tula, dans l'État de Hidalgo, à Villa de Reyes et à San Luis Potosí. Il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula.	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 %
Gibraltar**	42 km* (26 milles)	Projet de Midstream conçu pour transporter du gaz de schiste des gisements de Marcellus et d'Utica vers les installations de Columbia Gas et le projet de gazoduc Leach XPress.	100 % ¹
25 Leach XPress	260 km* (160 milles)	Projet de Columbia Gas visant le transport de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau.	100 % ¹
Rayne XPress**		Projet de Columbia Gulf visant le transport de la production en provenance d'un raccordement avec le projet de gazoduc Leach XPress et l'établissement d'un autre raccordement vers les marchés situés le long du réseau et sur la côte du golfe du Mexique.	100 % ¹
Accès à Cameron**	55 km* (34 milles)	Gazoduc de Columbia Gulf qui achemine du gaz naturel à partir d'emplacements situés le long du réseau de Columbia Gulf vers les installations de traitement de GNL de Cameron.	100 % ¹

	Longueur	Description	Participation effective
Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction			
26	Sur de Texas 800 km* (497 milles)	Gazoduc qui commencera dans le golfe du Mexique, au point frontalier situé près de Brownsville, au Texas, et s'étendra jusqu'à Tuxpan, dans l'État mexicain de Veracruz; il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula.	60 %
27	Mountaineer XPress 275 km* (171 milles)	Projet de TCO visant le transport de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau.	100 % ¹
	Installations du réseau de NGTL pour 2018** 88 km* (55 milles)	Programme d'expansion composé de multiples projets de pipelines de 20 à 48 pouces de diamètre, d'un nouveau poste de compression 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 d'ici 2020.	100 %
	Expansion Saddle West du réseau de NGTL** 29 km* (18 milles)	Programme d'expansion regroupant plusieurs projets, notamment un axe principal en boucle, l'ajout de cinq compresseurs aux postes existants et de nouvelles installations de comptage.	100 %
	Gulf XPress**	Projet de Columbia Gulf de raccordement au projet de gazoduc Mountaineer XPress pour desservir les marchés situés le long du tracé des gazoducs et de la côte du golfe du Mexique.	100 % ¹
	WB XPress** 47 km* (29 milles)	Projet de Columbia Gas visant le transport de la production de Marcellus vers l'est (vers des raccordements et les marchés du centre de la côte Atlantique) et l'ouest (vers un gazoduc de raccordement).	100 % ¹
En cours d'aménagement			
28	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 GNL Canada pour l'exportation de GNL, près de Kitimat, également en Colombie-Britannique.	100 %
29	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 %
30	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 %
31	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 %
32	Réseau principal de l'Est 279 km* (173 milles)	Installations pipelinaires 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 %
¹ La participation effective se rapportant aux actifs de Columbia est fonction de la clôture prévue, au premier trimestre de 2017, de l'acquisition des parts ordinaires détenues par le public et en circulation de CPPL. * La longueur de la canalisation est estimative puisque le tracé définitif est en cours de conception. ** Les installations et certains gazoducs ne sont pas indiqués sur la carte.			

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DU SECTEUR DES GAZODUCS AU CANADA

Le secteur du gaz naturel au Canada est assujéti à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux. L'ONÉ a toutefois une autorité fort étendue sur notre entreprise gazière canadienne. Cette dernière approuve des droits et des services qui sont dans l'intérêt du public et permettent aux exploitants des gazoducs de recouvrer leurs coûts dans une mesure raisonnable. Le total de ces coûts inclut un rendement sur le capital que la société a investi dans les actifs, appelé rendement des capitaux propres. Les droits sont habituellement fondés sur les coûts de prestation des services, divisés par une prévision des volumes transportés. Toute variation des coûts ou des volumes réels transportés peut se traduire par un recouvrement excédentaire ou déficitaire des produits. Cet écart de recouvrement est normalement compensé l'année suivante dans le calcul des droits de la période visée. Toutefois, le rendement des capitaux propres continue d'être dégagé au taux que l'ONÉ a approuvé.

La société et ses expéditeurs peuvent aussi conclure des conventions de règlement, sous réserve de l'approbation de l'ONÉ, qui peuvent contenir des éléments qui s'écartent du processus de fixation des droits habituel. Les règlements peuvent stipuler des échéances plus longues ainsi que des mécanismes d'encouragement qui peuvent avoir une incidence sur le rendement réel obtenu des capitaux propres. Par exemple, les conventions peuvent imposer des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration fixes dans le calcul des besoins en produits, les écarts étant comptabilisés dans le compte de l'exploitant ou divisés d'une manière donnée entre l'exploitant et les expéditeurs.

Le réseau de NGTL entame la deuxième année d'une convention de règlement de deux ans comportant des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration fixes selon laquelle les écarts sont répartis, en fonction de leur montant, entre les expéditeurs et l'exploitant. Dans le cas du réseau principal, une convention de règlement de cinq ans à droits fixes est en vigueur, ainsi qu'un accord d'encouragement laissant à l'exploitant le choix d'établir aux prix du marché le prix de certains de ses services à court terme, comme le service de transport interruptible. Ce type de convention incite l'exploitant à réduire ses coûts ou à augmenter ses produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les expéditeurs que pour l'exploitant.

FAITS MARQUANTS

Gazoducs réglementés au Canada

Réseau de NGTL

Le 6 octobre 2016, l'ONÉ a recommandé au gouvernement l'approbation du projet Towerbirch de 0,4 milliard de dollars. Ce projet comprend un pipeline en boucle de 36 pouces de diamètre et de 55 km (34 milles) de long et le prolongement sur 32 km (20 milles) d'un pipeline de 30 pouces du réseau de NGTL dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique. L'ONÉ a autorisé NGTL à continuer d'employer sa méthode des droits intégraux actuelle pour ce nouveau projet.

Le 31 octobre 2016, le gouvernement du Canada a approuvé notre demande visant de nouvelles installations d'une valeur de 1,3 milliard de dollars pour le réseau de NGTL en 2017, qui sont une composante importante du programme d'installations de 2016 et 2017. Ce programme d'expansion de NGTL comprend cinq pipelines en boucle d'un diamètre allant de 24 pouces à 48 pouces et d'une longueur d'environ 230 km (143 milles), ainsi que l'ajout de deux postes de compression d'environ 46,5 MW (62 360 HP).

Le 7 décembre 2016, nous avons annoncé l'expansion Saddle West du réseau de NGTL. Le projet, d'une valeur de 0,6 milliard de dollars, vise à accroître la capacité de transport de gaz naturel dans la partie nord-ouest du réseau. Il comprendra un pipeline en boucle de 29 km (18 milles) d'un diamètre de 36 pouces sur les canalisations principales, l'ajout de cinq compresseurs aux postes existants et de nouvelles installations de comptage. Le projet est appuyé par des contrats de service garanti supplémentaires et devrait être mis en service en 2019.

NGTL dispose actuellement d'un programme d'investissement à court terme de 3,7 milliards de dollars, qui devrait être achevé en 2020, dont l'expansion Saddle West, mais exclut les projets de gazoducs de North Montney (1,7 milliard de dollars) et de Merrick (1,9 milliard de dollars). En 2016, nous avons mis en service des installations d'une valeur d'environ 0,5 milliard de dollars. À l'heure actuelle, nous avons obtenu l'approbation réglementaire visant des installations d'une valeur de 2,0 milliards de dollars et prévoyons mettre de nouvelles installations en service en 2017 d'une valeur de 1,6 milliard de dollars.

North Montney

Le 9 décembre 2016, le gouvernement canadien a approuvé le report d'un an de la disposition de temporisation relativement au certificat d'utilité publique du projet North Montney, soit jusqu'au 10 juin 2017. La prorogation demeure soumise à la condition que la construction ne commence pas avant la prise d'une décision d'investissement finale positive à l'égard du projet de Pacific NorthWest LNG (« PNW LNG »). NGTL continue de collaborer avec ses clients et parties prenantes afin d'être prête à commencer la construction des installations de North Montney, d'une valeur de 1,7 milliard de dollars. Cependant, la date de mise en service ne sera arrêtée que lorsque la décision d'investissement finale aura été prise.

Réseau principal au Canada – installations Kings North et station 130

Au quatrième trimestre de 2016, nous avons mis en service le pipeline de raccordement Kings North, d'une valeur approximative de 310 millions de dollars, et le poste de compression de quelque 75 millions de dollars qui a été ajouté à la station 130 du réseau principal au Canada. Ces deux projets s'inscrivent dans l'optique du règlement visant le réseau principal pour 2015-2020 en vigueur que nous avons conclu avec nos expéditeurs. Ce règlement donne à ces derniers la possibilité d'accéder à des sources d'approvisionnement de remplacement lorsqu'ils concluent des contrats de services de transport à courte distance supplémentaires dans le triangle de l'Est du réseau principal au Canada.

Réseau principal au Canada – projet de réseau principal de l'Est

Ce projet de 2 milliards de dollars porte sur de nouvelles installations gazières qui seront requises dans le sud-est de l'Ontario dans le cadre du projet Énergie Est; celui-ci suppose en effet la conversion d'une partie du réseau principal au Canada, qui transporte actuellement du gaz naturel, afin qu'elle transporte du pétrole brut. Le projet de réseau principal de l'Est est conditionnel à l'approbation et à la construction de l'oléoduc Énergie Est. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » pour en savoir plus sur Énergie Est.

Réseau principal au Canada – autres agrandissements

En plus du projet de réseau principal de l'Est, des investissements sont prévus en 2017 dans de nouvelles installations situées dans la partie du triangle de l'Est du réseau principal au Canada. Compte tenu de la boucle Vaughan qui devrait être mise en service en novembre 2017, nous devons consentir des investissements additionnels d'environ 300 millions de dollars afin de respecter les ententes contractuelles conclues avec des expéditeurs.

Projets de gazoducs de GNL

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

Le 27 septembre 2016, PNW LNG a reçu un certificat environnemental du gouvernement du Canada à l'endroit de la construction d'une usine de traitement des GNL, à Prince Rupert, en Colombie-Britannique. PNW LNG a déclaré qu'elle effectuerait un examen complet du projet au cours des prochains mois avant d'annoncer les étapes suivantes du projet. Les principales approbations ayant été obtenues, la construction du projet devrait être entreprise dès que PNW LNG en donnera l'instruction. La mise en service du projet sera harmonisée avec celle de l'installation de liquéfaction de PNW LNG.

Le 21 décembre 2016, PNW LNG a reçu un permis d'exportation de GNL délivré par l'ONÉ, dont la durée passe de 25 à 40 ans.

Nous poursuivons notre engagement à l'égard des groupes autochtones et avons signé des ententes de projet avec 14 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 North 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

Le 11 juillet 2016, les participants à la coentreprise avec LNG Canada ont annoncé qu'ils reportaient la décision d'investissement finale concernant le projet d'installations de gaz naturel liquéfié près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Aucune date future n'a été arrêtée pour la décision d'investissement finale. Nous nous affairons avec LNG Canada à l'établissement d'un échéancier approprié pour l'aménagement et les travaux du gazoduc Coastal GasLink dans des délais raisonnables.

Nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès des groupes autochtones le long de l'emprise du pipeline et nous avons conclu des ententes de projet à long terme avec 17 groupes des Premières Nations. Nous prévoyons continuer les discussions avec les autres Premières Nations qui n'ont pas signé d'entente de projet.

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. En cas d'abandon du projet, nos coûts de projet (y compris les frais financiers) sont entièrement recouvrables.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Consulter la page 3 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Réseau de NGTL	998	920	844
Réseau principal au Canada	1 137	1 216	1 320
Autres gazoducs au Canada ¹	118	133	122
Expansion des affaires	(7)	(11)	(11)
BAIIA comparable	2 246	2 258	2 275
Amortissement	(873)	(845)	(821)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	1 373	1 413	1 454

¹ Ces données comprennent les résultats de Foothills, la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM, Ventures LP et les frais généraux et frais d'administration liés à nos gazoducs au Canada.

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada ont diminué de 40 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015, et ils avaient reculé de 41 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014.

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.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	318	269	241
Réseau principal au Canada	208	213	300
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	7 451	6 698	6 236
Réseau principal au Canada	4 441	4 784	5 690

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 49 millions de dollars en 2016 par rapport à celui de 2015, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée et du bénéfice incitatif au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration comptabilisé en 2016. En 2015, le bénéfice net avait progressé de 28 millions de dollars par rapport à 2014 grâce à une base d'investissement moyenne plus élevée et aux pertes incitatives au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réalisées en 2014. Le règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017, d'une durée de deux ans, prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 % et comprend un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables. Le règlement de 2015 de NGTL prévoyait un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait 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 fondé sur la progression des coûts réels de 2014. 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 bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 5 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015, principalement à cause d'une base d'investissement moyenne moindre et de l'accroissement des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2016, facteurs compensés en partie par la hausse des revenus incitatifs enregistrée en 2016. Le bénéfice net avait été inférieur de 87 millions de dollars en 2015 par rapport à celui de 2014 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 de notre part, conformément aux dispositions de la décision de 2014 de l'ONÉ, décrite plus bas. La diminution de la base d'investissement moyenne en 2016 et en 2015 était essentiellement attribuable à l'amortissement et à l'inclusion de l'excédent des produits nets de 2015 et de 2014 et des reports associés aux droits fixes prévus par le règlement sur la base d'investissement.

En 2016 et 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 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 2014, le réseau principal au Canada était exploité en vertu de la décision de 2013 de l'ONÉ 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.

Les charges d'expansion des affaires ont diminué de 4 millions de dollars en 2016 comparativement à 2015, avant tout en raison de la réduction des activités d'expansion des affaires.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 28 millions de dollars entre 2015 et 2016 et de 24 millions de dollars entre 2014 et 2015, principalement en raison des nouvelles installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2016 et en 2015.

PERSPECTIVES

Résultat

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 que des dispositions des règlements tarifaires ou des autres propositions tarifaires approuvées par l'ONÉ.

En 2017, le résultat des gazoducs au Canada devrait être supérieur à celui de 2016 grâce à la croissance constante du réseau de NGTL. Nous nous attendons à ce que la base d'investissement du réseau de NGTL s'accroisse encore à mesure que nous étendons la portion Nord-Ouest en réponse à la croissance constante de la demande du marché. Cela aura un effet positif sur le résultat du réseau de NGTL en 2017. Les modalités du règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017 prévoyaient le maintien du RCA et des taux d'amortissement approuvés de 2015 et un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que le traitement de tous les autres coûts à titre de coûts transférables.

En 2017, 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 2017 sera légèrement inférieur à celui de 2016 en raison du repli de la base d'investissement.

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.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé au total des dépenses de 1,5 milliard de dollars en 2016 pour nos gazoducs au Canada. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 2,1 milliards de dollars en 2017 et qu'elles viseront plus particulièrement les projets d'expansion du réseau de NGTL, les projets visant la capacité du réseau principal au Canada et les investissements de maintien.

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DU SECTEUR DES GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS

Les activités du secteur des gazoducs interétatiques aux États-Unis sont assujetties à la réglementation de divers organismes fédéraux, des États et locaux. La FERC dispose toutefois d'une autorité très étendue sur nos activités gazières américaines. Cette dernière approuve des tarifs de transport maximum fondés sur les coûts et conçus de manière à permettre le recouvrement des investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour nos investisseurs. Aux États-Unis, nous avons la possibilité de conclure des contrats avec les expéditeurs pour accorder des remises sur les tarifs ou négocier ces derniers.

La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet généralement pas le recouvrement ou le remboursement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. En raison de cette différence de réglementation, nos gazoducs en sol américain courent un risque plus élevé d'écart entre les coûts et les produits réels et prévus d'une instance tarifaire à l'autre que ceux situés au Canada. Si les produits ne constituent plus un moyen raisonnable de recouvrer les coûts, nous pouvons déposer une demande de nouveau barème de tarifs auprès de la FERC, pourvu qu'une telle demande 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.

Comme au Canada, nous pouvons conclure des conventions de règlement avec nos expéditeurs américains. Ces conventions doivent être approuvées par la FERC. Les moratoires sur les demandes tarifaires imposés pour une période pendant laquelle ni nous ni les expéditeurs ne pouvons demander une révision tarifaire sont fréquents, car ils donnent une forme d'assurance aux expéditeurs en ce qui a trait aux tarifs, ils éliminent les coûts liés à une instance visant les droits pour toutes les parties et ils peuvent inciter les exploitants de gazoducs à réduire leurs coûts.

Société en commandite cotée en bourse de TCPL

Nous détenons, par l'intermédiaire de filiales, une participation effective de 26,8 % dans TC PipeLines, LP, société en commandite dont les parts sont cotées à la Bourse de New York sous le symbole TCP. TC PipeLines, LP possède des participations dans GTN, Northern Border, Bison, Great Lakes, North Baja, Tuscarora et le réseau de gazoducs de PNGTS. Notre participation globale effective dans chacun de ces actifs, en tenant compte de la participation détenue par l'intermédiaire de la société en commandite, est indiquée dans la liste d'actifs de nos principaux gazoducs qui commence à la page 29.

FAITS MARQUANTS

Projets d'investissement de Columbia

L'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, comprenait un programme de dépenses d'investissement visant le réseau de Columbia dans l'optique d'une mise en service des nouvelles installations de 2016 à 2018 inclusivement ainsi que des programmes de modernisation des actifs existants qui seront menés à bien d'ici 2020. Cet important programme d'investissement de croissance, exclusion faite des portions menées à terme en 2016, vise nos activités réglementées relatives aux pipelines à hauteur de 6,8 milliards de dollars US et nos activités intermédiaires à hauteur de 0,3 milliard de dollars US. Les coûts de projet estimatifs ne tiennent pas compte de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. Les paragraphes suivants présentent les principaux projets d'investissement visant ces nouveaux actifs qui font maintenant partie de l'ensemble de notre empreinte de gazoducs aux États-Unis.

Leach XPress

Le projet Leach XPress de Columbia Gas vise le transport d'environ 1,5 Gpi³/j du gaz provenant des gisements de Marcellus et d'Utica jusqu'aux points de livraison se trouvant le long du gazoduc et au point de raccordement entre le projet Leach XPress et Columbia Gulf. Le projet comprend 219 km (136 milles) de nouvelles canalisations de 36 pouces, 39 km (24 milles) de canalisations en boucle de 36 pouces, 3 km (2 milles) de nouvelles canalisations de 30 pouces, un nouveau poste de compression de 82,8 MW (111 000 HP) et la modernisation d'un poste de compression existant de 24,6 MW (33 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 1,4 milliard de dollars US, entrera en service au quatrième trimestre de 2017. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en juin 2015. Le 19 janvier 2017, la FERC a rendu une ordonnance approuvant la construction des installations. L'étude d'impact environnemental (« EIE ») définitive a été reçue le 1^{er} septembre 2016. Nous prévoyons commencer la préparation de l'emprise et les travaux de construction en février 2017 après avoir obtenu les autres approbations réglementaires, la date prévue de mise en service étant le 1^{er} novembre 2017.

Rayne XPress

Le projet Rayne XPress de Columbia Gulf a pour but de transporter environ 1,1 Gpi³/j de la production provenant du sud-ouest des gisements de Marcellus et d'Utica associée à l'expansion du projet Leach XPress et à raccorder le réseau de l'est du Texas à divers points de livraison de Columbia Gulf et le long de la côte du golfe du Mexique. Le projet comprend la modification des postes de compression bidirectionnels se trouvant le long du réseau de Columbia Gulf, un nouveau poste de compression de 38,8 MW (52 000 HP), le remplacement d'un poste de compression de 20,1 MW (27 000 HP) et le remplacement de 6 km (4 milles) de canalisations de 30 pouces. Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,4 milliard de dollars US, entrera en service le 1^{er} novembre 2017. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en juillet 2015. Le 19 janvier 2017, la FERC a rendu une ordonnance approuvant la construction des installations. L'EIE définitive a été reçue le 1^{er} septembre 2016. Nous prévoyons commencer la préparation de l'emprise et les travaux de construction en février 2017 après avoir obtenu les autres approbations réglementaires, la date prévue de mise en service étant le 1^{er} novembre 2017.

Mountaineer XPress

Le projet Mountaineer XPress de Columbia Gas vise le transport d'environ 2,7 Gpi³/j du gaz provenant des formations de Marcellus et d'Utica jusqu'aux points de livraison se trouvant le long du gazoduc et au point de raccordement entre le projet Leach XPress et Columbia Gulf. Le projet comprend 264 km (164 milles) de nouvelles canalisations de 36 pouces, 10 km (6 milles) de canalisations latérales de 24 pouces, le remplacement de 0,6 km (0,4 mille) de canalisations de 30 pouces, un nouveau poste de compression de 114,1 MW (153 000 HP) et la modernisation d'un poste de compression existant de 55,9 MW (75 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 2,0 milliards de dollars US, entrera en service au quatrième trimestre de 2018. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en avril 2016.

Gulf XPress

Le projet Gulf XPress de Columbia Gulf vise le transport d'environ 0,9 Gpi³/j de la production provenant de l'expansion du projet Mountaineer XPress vers divers points de livraison de Columbia Gulf et le long de la côte du golfe du Mexique. Le projet comprend l'ajout de sept postes de compression médians le long du réseau de Columbia Gulf totalisant une capacité de 182,7 MW (254 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,6 milliard de dollars US, entrera en service au quatrième trimestre de 2018. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en avril 2016.

Projet d'accès à Cameron

Le projet d'accès à Cameron de Columbia Gulf vise le transport d'environ 0,8 Gpi³/j de l'offre de gaz vers le terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane. Le projet comprend 44 km (27 milles) de nouvelles canalisations de 36 pouces, 11 km (7 milles) de canalisations en boucle de 30 pouces et un nouveau poste de compression de 9,7 MW (13 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,3 milliard de dollars US, entrera en service au premier trimestre de 2018. Le certificat délivré par la FERC a été reçu en septembre 2015.

WB XPress

Le projet WB XPress de Columbia Gas vise le transport d'environ 1,3 Gpi³/j de l'offre de gaz de Marcellus en direction ouest (0,8 Gpi³/j) vers la côte du golfe du Mexique au moyen d'un raccordement au gazoduc du Tennessee, et en direction est (0,5 Gpi³/j) vers les marchés du centre du littoral de l'Atlantique. Le projet comprend la construction de 47 km (29 milles) de gazoducs de divers diamètres, 338 km (210 milles) de gazoducs existants dont la pression de fonctionnement maximale doit être rétablie ou améliorée, un nouveau poste de compression de 29,8 MW (40 000 HP) et la modernisation d'un poste de compression existant de 99,9 MW (134 000 HP). Ce projet représente un investissement estimatif de 0,8 milliard de dollars US. Nous prévoyons que le tronçon est-ouest entrera en service au début du deuxième trimestre de 2018 et que le tronçon ouest-est entrera en service au quatrième trimestre de 2018. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en décembre 2015 pour les deux tronçons.

Projets de modernisation I et II

Columbia Gas et ses clients ont conclu une convention de règlement, approuvée par la FERC, qui permet le recouvrement des coûts et un rendement des investissements consentis pour la modernisation du réseau, l'amélioration de l'intégrité du réseau et l'accroissement de la fiabilité et de la souplesse du service. Le programme de modernisation comprend entre autres le remplacement des gazoducs et des installations de compression désuets, l'accroissement des capacités d'inspection du réseau et l'amélioration des systèmes de contrôle. Le projet de modernisation I a été approuvé pour un montant maximal de 0,6 milliard de dollars US consacré à des travaux, dont une tranche d'environ 0,2 milliard de dollars US doit être dépensée en 2017. Le projet de modernisation II a été approuvé pour un montant maximal de 1,1 milliard de dollars US consacré à des travaux qui seront réalisés jusqu'en 2020 inclusivement. Selon les modalités de la convention, les installations mises en service avant le 31 octobre perçoivent des produits à compter du 1^{er} février de l'année suivante.

Midstream – Projet de gazoduc Gibraltar

Nous prévoyons mener à terme l'investissement de 0,3 milliard de dollars US pour construire en plusieurs phases un collecteur pipeline de gaz sec d'une capacité d'environ 1 000 térajoules par jour (« TJ/J ») dans le sud-ouest de la Pennsylvanie d'ici la fin de 2017. La première phase a été achevée en décembre 2016.

Règlements de dossiers tarifaires

ANR a conclu un règlement avec ses expéditeurs, qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016, et a reçu l'approbation de la FERC le 16 décembre 2016. Selon le règlement, les tarifs de réservation de capacité de transport augmenteront de 34,8 %, et les tarifs de stockage resteront inchangés pour les contrats d'une durée de un an à trois ans, mais ils s'élèveront légèrement pour les contrats de moins de un an et diminueront légèrement pour les contrats de plus de trois ans. Le règlement comprend une clause interdisant toute nouvelle indexation des tarifs jusqu'au 1^{er} août 2019. Après cette date, ANR pourra déposer une demande de révision de tarifs si elle a consacré plus de 0,8 milliard de dollars US aux entrées d'immobilisations, mais l'entrée en vigueur des éventuels nouveaux tarifs devra être fixée au plus tard au 1^{er} août 2022.

En plus du règlement du dossier tarifaire d'ANR, nous avons reçu l'approbation de la FERC à l'égard de règlements avec nos expéditeurs pour les gazoducs Iroquois, Tuscarora et ceux de Columbia Gulf.

Acquisition de CPPL

Le 1^{er} novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une convention et d'un plan de fusion aux termes desquels notre filiale en propriété exclusive, Columbia Pipeline Group, Inc., a convenu d'acquérir, contre trésorerie, la totalité des parts ordinaires de CPPL détenues par le public et en circulation au prix de 17,00 \$ US la part ordinaire pour une valeur globale d'environ 915 millions de dollars US. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2017.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Consulter la page 3 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification. Par ailleurs, les résultats de Columbia sont intégrés depuis la date de l'acquisition, le 1^{er} juillet 2016. Les résultats de Columbia n'ont pas été pris en compte dans les résultats des exercices précédents.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2016	2015	2014
Columbia Gas ¹	269	—	—
ANR	324	225	181
TC PipeLines, LP ^{2,3}	118	106	88
Great Lakes ^{3,4}	59	63	49
Midstream ¹	40	—	—
Columbia Gulf ¹	25	—	—
Autres gazoducs aux États-Unis ^{1,2,3,5}	73	85	131
Participations sans contrôle ⁶	365	292	241
Expansion des affaires	(3)	(12)	3
BAIIA comparable	1 270	759	693
Amortissement	(300)	(190)	(191)
BAII comparable	970	569	502
Incidence du change	316	162	54
BAII comparable (en dollars CA)	1 286	731	556
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(63)	—	—
Perte sur la vente de TC Offshore	(4)	(125)	—
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	1 219	606	556

- 1 Nous avons réalisé l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016. Les résultats représentent notre participation effective dans ces actifs.
- 2 Les résultats de Northern Border et d'Iroquois tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. Nous avons acquis une participation additionnelle de 0,65 % dans Iroquois le 1^{er} mai 2016 et une autre de 4,87 %, le 31 mars 2016.
- 3 TC PipeLines, LP émet périodiquement des titres de capitaux propres au cours du marché qui ont pour effet de réduire notre participation dans TC PipeLines, LP. Le 1^{er} janvier 2016, nous avons vendu une participation directe de 49,9 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP, et nous continuons de détenir une participation directe de 11,8 %. Le 1^{er} avril 2015, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP. Le 1^{er} octobre 2014, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP. Le tableau ci-après présente notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans GTN, Bison, Great Lakes et PNGTS, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes indiquées.

	Pourcentage de participation effective aux		
	31 décembre 2016	31 décembre 2015	31 décembre 2014
TC PipeLines, LP	26,8	28,0	28,3
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :			
Bison	26,8	28,0	28,3
GTN	26,8	28,0	19,8
Great Lakes	12,5	13,0	13,1
PNGTS	13,4	—	—

- 4 Ces données représentent notre participation directe de 53,6 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.
- 5 Ces données incluent notre participation directe dans Iroquois, PNGTS, GTN (jusqu'au 1^{er} avril 2015) et Bison (jusqu'au 1^{er} octobre 2014), notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage ainsi que les frais généraux et frais d'administration liés à nos actifs de gaz naturel aux États-Unis.
- 6 Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP, de PNGTS et de CPPL dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 613 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 et de 50 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014. Le bénéfice sectoriel de 2016 comprend une charge de 63 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par suite de l'acquisition de Columbia, ainsi qu'une perte supplémentaire de 4 millions de dollars avant les impôts liée à la vente de TC Offshore. Le bénéfice sectoriel de 2015 comprenait une provision pour perte de 125 millions de dollars avant les impôts (86 millions de dollars après les impôts) liée à la conclusion de la convention de décembre 2015 visant la vente de TC Offshore, qui a eu lieu en mars 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du résultat comparable.

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis, ceux-ci comprenant les résultats de Columbia depuis le 1^{er} juillet 2016. Les résultats de Columbia et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de leur capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes. Compte tenu de la nature saisonnière des activités, les volumes et les produits 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 de 2016 est supérieur de 511 millions de dollars US à celui de 2015. Il s'agit de l'effet net découlant :

- du résultat de Columbia, à hauteur de 357 millions de dollars US, par suite de l'acquisition réalisée le 1^{er} juillet 2016;
- de l'augmentation des produits tirés du transport dégagés par ANR en raison de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016, de l'accroissement des revenus de transport de l'axe principal sud-est et de la diminution des travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines d'ANR, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des ventes de produits de base connexes et un règlement non récurrent conclu en 2015 avec le propriétaire d'installations adjacentes pour interruption des services commerciaux d'ANR;
- de l'apport supérieur de TC PipeLines, LP surtout grâce à la hausse des produits tirés du transport de GTN;
- de la réduction des activités d'expansion des affaires.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2015 était supérieur de 66 millions de dollars US à celui de 2014. Il s'agit de l'effet net découlant :

- de la hausse des produits tirés du transport de l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR, des ventes de produits de base connexes et du règlement conclu au premier trimestre de 2015 entre ANR et un propriétaire d'installations adjacentes pour interruption des services commerciaux d'ANR, facteurs partiellement contrebalancés par l'accroissement des dépenses relatives aux travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines d'ANR;

- de l'apport moindre des autres gazoducs aux États-Unis à la suite de la vente de nos participations dans GTN et Bison à TC PipeLines, LP en avril 2015 et en octobre 2014, respectivement. Ces dessaisissements ont accru le BAIIA comparable attribuable à TC PipeLines, LP, mais aussi les participations sans contrôle compensatoires;
- du recouvrement des sommes dues par les partenaires en 2013 en vertu de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act*.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 110 millions de dollars US en 2016 comparativement à 2015, principalement en raison de l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et de la hausse du taux d'amortissement d'ANR après le règlement tarifaire entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

PERSPECTIVES

Résultat

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

Nous prévoyons que le bénéfice des gazoducs aux États-Unis sera plus élevé en 2017 qu'en 2016 grâce, entre autres, au résultat d'un exercice complet de Columbia. Nous pensons aussi que les activités de Columbia seront avantagées par l'accroissement des produits découlant des projets d'expansion prévus ou récemment menés à terme de Columbia. Ces projets procurent à nos clients un meilleur accès à de nouvelles sources d'approvisionnement tout en élargissant leur accès au marché. De plus, nous poursuivons nos expansion à l'échelle de l'empreinte géographique de Columbia, qui permettront le transport de la production de gaz naturel des régions isolées de Marcellus et d'Utica vers des zones de demande.

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. Nous estimons que les nouveaux contrats jumelés à la convention de règlement de 2016 augmenteront la stabilité des résultats d'ANR en 2017.

Great Lakes, Northern Border et GTN ont profité de la conjoncture tout au long de 2016 qui a permis de maintenir 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.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé des dépenses totalisant 1,1 milliard de dollars US en 2016 dans nos gazoducs aux États-Unis et prévoyons consacrer encore une somme d'environ 3,1 milliards de dollars US en 2017 essentiellement aux projets d'expansion de Columbia et aux dépenses d'investissement de maintien d'ANR.

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DU SECTEUR DES GAZODUCS AU MEXIQUE

Depuis plus de dix ans, il s'opère au Mexique une vaste transition, le pays passant de la consommation de pétrole à l'utilisation du gaz naturel pour sa production d'électricité. La demande croissante de gaz naturel a exigé la mise en place d'imposantes nouvelles infrastructures gazières. Au Mexique, l'aménagement de grosses infrastructures gazières se fait essentiellement au moyen d'un processus d'appel à la concurrence aux termes duquel les exploitants de gazoducs proposent un flux de rentrées et sorties sur la durée du contrat de 25 ans en fonction de leur estimation des coûts de construction et d'exploitation courants. Les produits tirés de ces contrats de 25 ans, principalement libellés en dollars américains, sont appuyés par la CFE, la société de services publics d'électricité du Mexique. L'exploitant du gazoduc s'expose à un risque en ce qui a trait aux coûts de construction et d'exploitation courants et est tenu de payer des pénalités, sauf en cas de force majeure, si la mise en service du projet n'a pas lieu à une date donnée.

Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés à l'intention des autres utilisateurs éventuels du gazoduc. 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.

FAITS MARQUANTS

Topolobampo

Le projet Topolobampo vise la construction d'un gazoduc de 30 pouces d'une longueur de 530 km (329 milles) et d'un coût de 1,0 milliard de dollars US. Il recevra du gaz naturel de gazoducs en amont situés près d'El Encino, dans l'État de Chihuahua, et l'acheminera à partir de ces gazoducs de raccordement vers des points de livraison se trouvant le long de son tracé, dont notre gazoduc de Mazatlán situé à El Oro, dans l'État de Sinaloa. La construction du gazoduc est appuyée par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE visant 670 Mpi³/j de gaz naturel. L'achèvement de la construction a été reporté à 2017 en raison de retards dans la consultation des Autochtones par d'autres parties. Aux termes du contrat de transport, ce délai est considéré comme un événement de force majeure et des dispositions permettent le recouvrement de produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016.

Mazatlán

Le projet Mazatlán vise la construction d'un gazoduc de 24 pouces qui s'étendra sur 413 km (257 milles) de El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa. Son coût estimatif est de 0,4 milliard de dollars US. Le gazoduc est soutenu par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE visant 200 Mpi³/j de gaz naturel. La construction est terminée, et le gazoduc est en attente d'un approvisionnement en gaz naturel en provenance des gazoducs de raccordement en amont. Nous avons respecté nos obligations contractuelles et, par conséquent, nous avons commencé à recouvrer et à comptabiliser des produits aux termes des dispositions du contrat en décembre 2016.

Tula

Le projet Tula vise la construction d'un gazoduc de 36 pouces qui s'étendra sur 300 km (186 milles) au coût de 0,6 milliard de dollars US et s'appuie sur un contrat de services de transport de gaz naturel de 25 ans visant une capacité de 886 Mpi³/j conclu avec la CFE. Le gazoduc transportera du gaz naturel à partir de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, vers les marchés situés à proximité de Tula, dans l'État de Querétaro et cheminera à travers les États de Puebla et de Hidalgo. La construction est commencée dans certaines régions. Toutefois, l'achèvement de la construction a été reporté à 2018 en raison de retards dans les consultations menées auprès des Autochtones.

Villa de Reyes

Le 11 avril 2016, nous avons annoncé l'obtention du contrat pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Villa de Reyes, au Mexique. La construction du gazoduc s'appuie sur un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 886 Mpi³/j conclu avec la CFE. Nous nous attendons à investir environ 0,6 milliard de dollars US dans la construction de canalisations d'un diamètre de 36 et de 24 pouces et d'une longueur totalisant 420 km (261 milles) dont la date de mise en service est prévue au début de 2018. Le gazoduc bidirectionnel transportera du gaz naturel entre Tula, dans l'État de Hidalgo, et Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí. Le projet sera raccordé à nos gazoducs Tamazunchale et Tula, ainsi qu'à d'autres transporteurs dans la région.

Sur de Texas

Le 13 juin 2016, nous avons annoncé que la coentreprise que nous avons constituée avec IEnova avait été choisie pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas, au Mexique, projet de 2,1 milliards de dollars US. Nous détiendrons une participation de 60 % dans ce projet. La construction du gazoduc est appuyée par un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 2,6 Gpi³/j conclu avec la CFE. Nous prévoyons investir environ 1,3 milliard de dollars US dans la coentreprise pour réaliser la construction du gazoduc d'un diamètre de 42 pouces et d'une longueur d'environ 800 km (497 milles) dont la mise en service est prévue pour la fin de 2018. Le gazoduc commencera dans le golfe du Mexique, au point frontalier situé près de Brownsville, au Texas, et s'étendra jusqu'à Tuxpan, dans l'État mexicain de Veracruz. Le projet acheminera du gaz naturel à nos gazoducs Tamazunchale et Tula ainsi qu'à d'autres transporteurs de la région.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Consulter la page 3 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre	2016	2015	2014
(en millions de dollars US, à moins d'indication contraire)			
Gazoducs au Mexique (en dollars US)			
Tamazunchale	106	109	91
Topolobampo	81	(3)	—
Guadalajara	68	70	69
Mazatlán	5	(2)	—
Autres ^{1, 2}	(4)	4	(6)
Expansion des affaires	(5)	(12)	(7)
BAIIA comparable	251	166	147
Amortissement	(33)	(34)	(28)
BAII comparable	218	132	119
Incidence du change	72	39	14
BAII comparable (en dollars CA)	290	171	133
Poste particulier :			
Gain sur la vente de Gas Pacífico/INNERGY	—	—	9
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	290	171	142

1 Les données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de TransGas et de Gas Pacífico/INNERGY, société située en Amérique du Sud. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacífico/INNERGY.

2 Les données comprennent les frais généraux et frais d'administration liés à nos gazoducs en propriété exclusive au Mexique, ainsi que notre participation effective de 60 % dans la coentreprise que nous avons constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas.

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a augmenté de 119 millions de dollars en 2016 comparativement à 2015 et de 29 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014. En 2014, le bénéfice sectoriel incluait un montant de 9 millions de dollars avant les impôts lié au gain sur la vente de Gas Pacífico/INNERGY en novembre 2014.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique est supérieur de 85 millions de dollars US en 2016 à celui de 2015, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire dégagé par Topolobampo. La construction du projet Topolobampo a subi un retard qui, selon les modalités du contrat de transport conclu avec la CFE, est considéré comme un événement de force majeure. Des dispositions permettent le recouvrement et la comptabilisation de produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016;
- le résultat supplémentaire dégagé par Mazatlán. La construction est achevée et le recouvrement et la comptabilisation des produits ont commencé en décembre 2016, conformément au contrat de transport;
- la réduction des coûts liés à l'expansion des affaires passés en charges en 2016 par suite de la capitalisation des coûts des travaux consacrés aux projets obtenus et en cours de construction.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique de 2015 était supérieur de 19 millions de dollars US à celui de 2014, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'accroissement du résultat du prolongement du gazoduc Tamazunchale mis en service à la fin de 2014;
- l'intensification des activités d'expansion des affaires en 2015.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 1 million de dollars US en 2016 par rapport à 2015 et avait augmenté de 6 millions de dollars US en 2015 par rapport à 2014. L'augmentation de 2015 s'explique principalement par la mise en service du prolongement du gazoduc Tamazunchale en 2014.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat des gazoducs au Mexique reflète les contrats à long terme procurant des produits stables, qui sont affectés par le coût de prestation des services et incluent la quote-part nous revenant du bénéfice de notre participation effective de 60 % dans le projet de gazoduc Sur de Texas.

Dans l'ensemble, le résultat de nos gazoducs au Mexique devrait augmenter en 2017 en raison de l'inclusion des résultats d'un exercice complet pour Topolobampo et Mazatlán. Nous prévoyons que la quote-part du bénéfice nous revenant sera plus élevée par le truchement de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction dégagée de notre participation de 60 % dans le projet de gazoduc Sur de Texas. Le résultat de 2017 des gazoducs Tamazunchale et Guadalajara devrait être comparable à celui de 2016 en raison de la nature des contrats à long terme conclus.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré des dépenses totalisant 0,8 milliard de dollars US en 2016 à nos projets de gazoducs au Mexique et prévoyons investir environ 1,2 milliard de dollars US en 2017, somme qui sera consacrée principalement aux projets de construction que nous avons obtenus à la fin de 2015 et au premier semestre de 2016.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Voir la page 91 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 de nos gazoducs en aval du réseau de NGTL. 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 de gaz naturel 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. Les nouveaux marchés liés aux installations d'exportation de GNL créées pour accéder à la demande de gaz naturel du monde entier peuvent donner lieu à un accroissement des produits grâce à l'intensification de l'utilisation des installations existantes ou de la demande de nouvelles infrastructures. 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 pipelinaires 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 pipelinière

À la limite, la demande de capacité pipelinière 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 ou exiger des dépenses d'investissement additionnelles. 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 ayant une incidence sur la capacité d'expédition 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 surveillons nos réseaux de gazoducs 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, 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

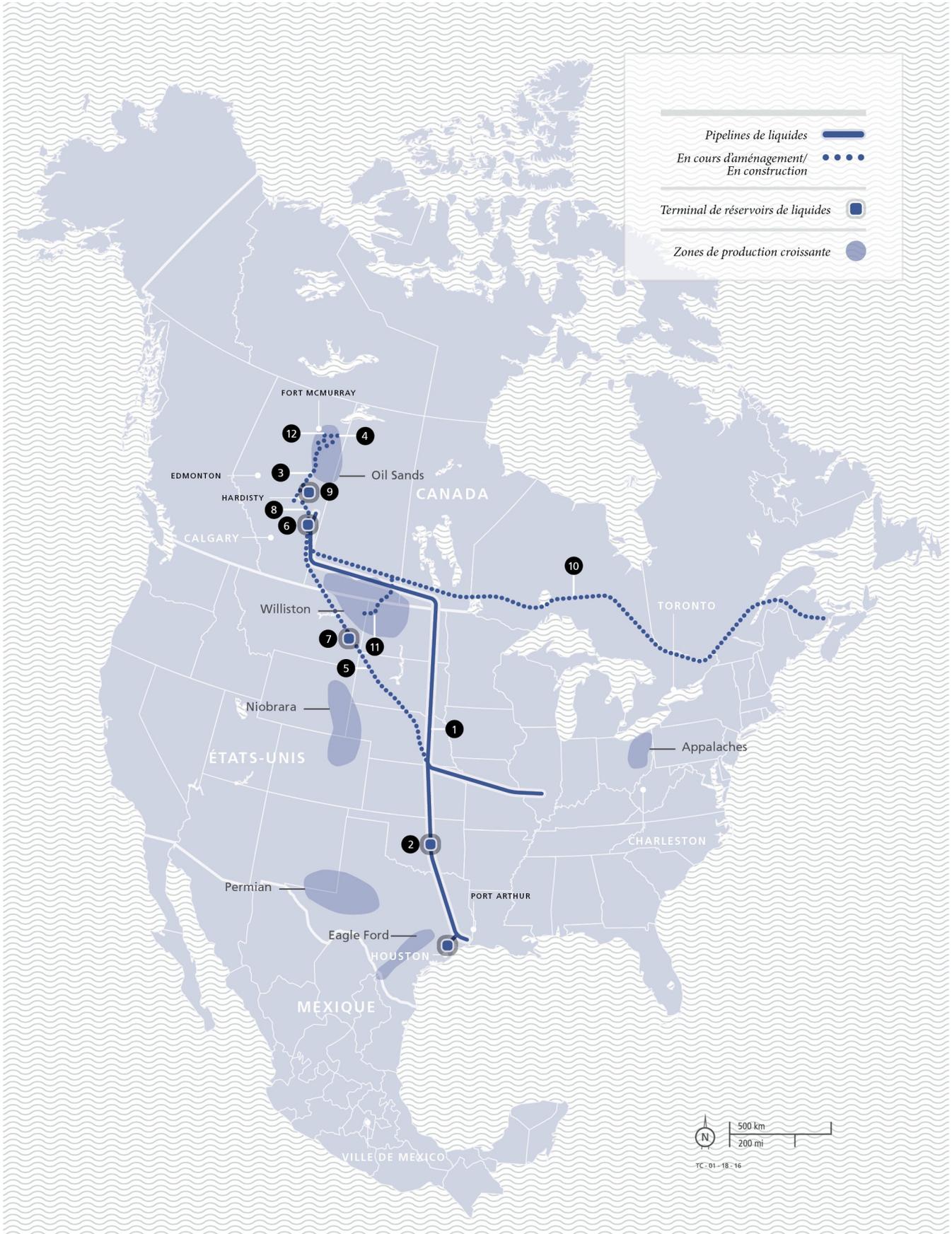
L'infrastructure actuelle de pipelines de liquides achemine du pétrole brut de l'Alberta jusqu'aux marchés de raffinage situés en Illinois, en Oklahoma et au Texas, aux États-Unis, en plus d'assurer le transport de pétrole brut des États-Unis depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'aux 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 sa livraison aux principaux marchés en agrandissant notre infrastructure de transport de liquides par pipelines afin d'établir un réseau d'acheminement direct et ininterrompu depuis les régions productrices jusqu'au marché.
- 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 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 permettront 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

- Transport de plus de 1,4 milliard de barils de pétrole brut sur l'oléoduc Keystone depuis sa mise en service en 2010.
- Expansion de l'accès au marché de la côte américaine du golf du Mexique par l'intermédiaire des raccordements au latéral et au terminal de Houston et au pipeline de CITGO à Sour Lake et achèvement du pipeline HoustonLink, qui fait partie de l'oléoduc Keystone.
- Dépôt d'une demande consolidée d'autorisation concernant le projet Énergie Est auprès de l'ONÉ.
- Conclusion d'une entente de transport à long terme avec un gros producteur de sables bitumineux pour le développement et la construction du pipeline White Spruce et augmentation des volumes visés par des contrats sur Grand Rapids.
- Dépôt d'une demande de permis présidentiel auprès du Département d'État des États-Unis pour Keystone XL.



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

		Longueur	Description	Participation
Pipelines de liquides				
1	Réseau d'oléoducs Keystone	4 324 km (2 687 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 Houston et à Port Arthur, au Texas.	100 %
2	Pipeline et terminal Marketlink		Terminal et pipeline destinés au transport de pétrole brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'aux marchés de raffinage de Houston et de Port Arthur, au Texas, au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
En construction				
3	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 %
4	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				
5	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 %
6	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 %
7	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 %
8	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 %
9	Terminaux de TC			
10	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 %
11	Upland	400 km (240 milles)	Transport de pétrole brut à partir et entre de multiples points au Dakota du Nord et interconnexion avec Énergie Est à Moosomin, en Saskatchewan.	100 %
12	White Spruce	72 km (45 milles)	Transport de pétrole brut à partir du nord-est de l'Alberta vers Grand Rapids.	100 %

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, il offre des services auxiliaires comme le stockage à court et à long terme de liquides à des terminaux et il possède 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 américaine du golfe du Mexique. Le réseau a transporté plus de 1,4 milliard de barils de pétrole brut depuis sa mise en exploitation en 2010.

Nous vendons une capacité pipelinrière aux expéditeurs, capacité qui est visée par des contrats à long terme assortis de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction des livraisons réelles ou du prix des produits de base, ce qui nous permet de dégager des revenus stables sur la durée des contrats. La capacité non visée par des contrats est proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un résultat supplémentaire. Nous offrons à nos clients des services de stockage de liquides en contrepartie de paiements de frais fixes, qui ne sont pas fonction des volumes de stockage réels ou du prix des produits de base stockés.

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

Le pétrole brut continue de faire tourner l'économie moderne, le besoin manifesté à l'égard de moyens de transport et de produits efficaces et fiables propulsés ou conçus à partir de pétrole générant l'essentiel de la demande mondiale de pétrole brut. Malgré l'arrivée de nouvelles technologies qui ont rendu les véhicules plus écoénergétiques, la demande de pétrole brut et de produits qui en sont dérivés devrait, selon l'Agence internationale de l'énergie, passer d'environ 8 millions de b/j à 21 millions de b/j d'ici 2040, sous l'impulsion surtout de la croissance de l'Asie et des pays en développement.

La stratégie de l'OPEP concernant sa part de marché à la fin de 2014 a créé une situation d'offre excédentaire sur le marché mondial du pétrole brut, qui a fait baisser les prix de ce dernier. Ce contexte de faiblesse des prix a incité les producteurs à réduire considérablement leurs dépenses d'investissement, ce qui aura une incidence sur la croissance de l'offre à court et à long terme. Par suite de la récente décision des producteurs membres et non membres de l'OPEP de réduire la production, du recul normal de la production et de la croissance constante de la demande mondiale de pétrole brut, on s'attend à ce que l'offre et la demande de brut s'équilibrent à court terme. À mesure que l'équilibre se rétablira sur le marché, les prix du pétrole brut devraient revenir dans une fourchette qui favorisera la reprise des investissements et la croissance de l'offre.

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 pipelinière à nos clients en contrepartie de paiements mensuels fixes, peu importe l'offre ou les prix des produits de base. 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 de surveiller 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 que nous occupons dans le secteur du transport des liquides et les occasions de croissance de ce secteur créent une plateforme importante pour saisir ces occasions futures.

Perspective de l'offre

Canada

Le Canada dispose de la troisième source d'approvisionnement en pétrole brut du monde et possède le potentiel pour devenir l'un des principaux fournisseurs mondiaux à mesure que décline à l'échelle mondiale la production de pétrole brut en provenance de champs de pétrole ayant atteint leur maturité. 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 2016 intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP ») a estimé l'offre du BSOC en pétrole brut classique et en condensats pour 2017 à 0,9 million de b/j et à 3,3 millions de b/j pour le pétrole brut tiré des sables bitumineux, soit un total d'environ 4,2 millions de b/j. Le rapport prévoit aussi que l'offre de pétrole brut du BSOC passera à 4,9 millions de b/j d'ici à 2025 et à 5,5 millions de b/j d'ici à 2030.

Selon le document publié en 2016 et intitulé *Alberta's Energy Reserves 2015 and Supply/Demand Outlook 2016-2025*, l'Alberta Energy Regulator a estimé à environ 165 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 et la production qui est en tirée est régulière après la mise en service graduelle. 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, sont visés par des contrats à long terme.

États-Unis

Les États-Unis font aussi partie des plus importants producteurs de pétrole du monde, leur production moyenne étant estimée à environ 8,8 millions de barils par jour en 2016 par suite de la croissance considérable de la production de pétrole léger de réservoirs étanches. L'EIA des États-Unis prévoit une production en hausse de 1,6 million de b/j aux États-Unis entre 2016 et 2025, et un sommet de 10,5 millions de b/j d'ici 2027. La production américaine devrait toutefois baisser pour s'établir à environ 8,7 millions de b/j en 2017, ce qui contribuera à équilibrer l'offre et la demande mondiales et à favoriser la remontée des prix du pétrole brut.

La plus grande partie du pétrole brut américain sur le continent provient de cinq grandes régions de production en plein essor : Williston, Eagle Ford, Niobrara, le bassin permien et les Appalaches. Ces zones de production de pétrole léger de réservoirs étanches constituent une partie des sources d'approvisionnement en pétrole brut pour notre projet Marketlink, situé à Cushing, en Oklahoma. Le pipeline 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.

L'accroissement de la production de pétrole léger de réservoirs étanches a aussi contribué à la récente levée de l'interdiction imposée à l'exportation du pétrole brut du pays pendant plusieurs dizaines d'années. Notre latéral et le terminal de Houston, maintenant achevés, et les points de livraison situés à Port Arthur, au Texas, qui font partie du réseau d'oléoducs Keystone, sont bien placés pour profiter de la demande croissante du marché de l'exportation.

Les États-Unis sont le plus important consommateur de pétrole brut du monde; il est prévu que la demande y progressera légèrement, passant d'environ 16 millions de b/j à plus de 17 millions de b/j d'ici 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 léger de réservoirs étanches sans faire de grands investissements. Les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique ont besoin d'environ 8,6 millions de b/j de pétrole brut dont quelque 3,2 millions de b/j de brut lourd et de densité moyenne provenant d'importations extracôtières. 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.

Priorités stratégiques

Malgré la conjoncture économique actuelle, nous restons déterminés 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 tirer profit de nos infrastructures existantes et à élargir notre marché à l'échelle de la chaîne de valeur des pipelines de liquides à court terme.

Nous continuons d'étendre l'accès au 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 courtes et de longues distances. Notre coentreprise HoustonLink constituée avec Magellan Midstream Partners, L.P. (« Magellan »), qui assure le raccord entre notre latéral et terminal de Houston et le 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 décembre 2016, nous avons achevé la construction d'un latéral pour le terminal CITGO Petroleum (« CITGO ») de Sour Lake, au Texas, qui approvisionnera le marché de Lake Charles, en Louisiane.

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 Grand Rapids, qui permettra de transporter du pétrole brut depuis la source jusqu'au carrefour pétrolier d'Edmonton, en Alberta. Notre coentreprise constituée avec Keyera Corp. améliorera notre capacité d'accéder à une source de diluant fiable et économique pour Grand Rapids. Notre pipeline White Spruce, qui acheminera à Grand Rapids le pétrole brut provenant d'une importante usine de sables bitumineux du nord-est de l'Alberta, étendra notre empreinte dans la région. En outre, Northern Courier favorisera l'acheminement de la production du partenariat énergétique Fort Hills 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 et permettront aux expéditeurs de se relier de manière ininterrompue au réseau d'oléoducs Keystone, à 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.

À plus long terme, nous restons déterminés à obtenir l'approbation réglementaire visant notre projet Énergie Est. Le projet desservira les trois raffineries de l'est du Canada se trouvant le long de son trajet, soit Montréal et Québec, au Québec, et Saint

John, au Nouveau-Brunswick, et répondra à la demande des marchés mondiaux. De plus, nous avons soumis une demande de permis présidentiel auprès du Département d'État des États-Unis visant le projet Keystone XL qui prendra son origine à Hardisty, en Alberta, et s'étendra vers le sud jusqu'à Steele City, au Nebraska.

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

En août 2016, le latéral et le terminal de Houston ont été mis en service, prolongeant le réseau d'oléoducs Keystone vers le marché du raffinage de Houston, au Texas. Le pipeline HoustonLink, qui relie le terminal de Houston au réseau d'acheminement de Houston et de Texas City, au Texas, appartenant à Magellan, a été achevé en décembre 2016. De plus, le raccordement du pipeline de CITGO à Sour Lake entre le réseau d'oléoducs Keystone et le terminal de CITGO à Sour Lake, au Texas, a été mis en service en décembre 2016.

Le 2 avril 2016, nous avons mis en arrêt le réseau d'oléoducs Keystone après la détection d'une fuite le long de l'emprise de celui-ci dans le comté de Hutchinson au Dakota du Sud. Nous avons déclaré le volume total de la fuite, soit 400 barils, au National Response Center et à la Pipeline and Hazardous Materials Safety and Administration (« PHMSA »). Des réparations temporaires ont été effectuées et l'oléoduc a été remis en service à la mi-avril 2016. Peu de temps après, les réparations permanentes de l'oléoduc se sont terminées au début de mai 2016, et les travaux de remise en état, au début de juillet 2016. Les mesures correctives imposées par la PHMSA ont été mises en œuvre en septembre 2016. Cette mise hors service n'a pas eu un effet important sur le résultat de 2016 de la société.

Keystone XL

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

Le 24 janvier 2017, le président des États-Unis a signé un mémorandum présidentiel invitant TCPL à présenter une nouvelle demande de permis présidentiel. Le 26 janvier 2017, nous avons donc soumis une demande de permis présidentiel au Département d'État des États-Unis concernant le projet. L'oléoduc prendra son origine à Hardisty, en Alberta, et s'étendra vers le sud jusqu'à Steele City, au Nebraska.

Compte tenu du temps écoulé depuis le refus du permis présidentiel le 6 novembre 2015, nous sommes à revoir nos contrats d'expédition et certains expéditeurs pourraient décider d'augmenter ou de diminuer les volumes qu'ils s'engagent à faire transporter. Nous prévoyons que le projet obtiendra le soutien commercial nécessaire pour nous permettre de prendre une décision d'investissement finale.

Énergie Est

En mai 2016, nous avons présenté à l'ONÉ une demande consolidée d'autorisation concernant l'oléoduc Énergie Est. En juin 2016, Énergie Est a franchi un jalon important, l'ONÉ ayant annoncé que la demande relative au projet était suffisamment exhaustive pour que le processus d'examen réglementaire officiel puisse débuter. Toutefois, en août 2016, les réunions ont été annulées, trois des représentants de l'ONÉ s'étant retirés du comité d'examen du projet en raison des craintes raisonnables de partialité alléguées à leur endroit. Le président et le vice-président de l'ONÉ, ce dernier étant également membre du comité, se sont retirés de toute autre responsabilité relative au projet. Par suite de ces récusations, toutes les audiences de ce projet ont été ajournées jusqu'à nouvel ordre.

Le 9 janvier 2017, l'ONÉ a nommé trois nouveaux représentants qui seront responsables de l'examen des projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est. Le 27 janvier 2017, les nouveaux représentants de l'ONÉ ont annulé toutes les décisions prises par les anciens représentants, et les nouveaux représentants décideront comment poursuivre l'audience. Nous ne sommes pas tenus de présenter une nouvelle demande et les parties n'auront pas à redemander le statut d'intervenant. Toutefois, toutes les autres procédures et les échéances qui y étaient associées sont devenues caduques. Si les nouveaux représentants déterminent que la demande concernant le projet est complète, la période d'examen de 21 mois de l'ONÉ commencera.

White Spruce

En décembre 2016, nous avons mené à terme une entente de transport à long terme visant le développement et la construction du pipeline White Spruce de 20 pouces de diamètre, qui transportera du pétrole brut d'une importante usine de sables bitumineux située dans le nord-est de l'Alberta au réseau d'oléoducs de Grand Rapids. Le coût en capital total du projet est d'environ 200 millions de dollars; le pipeline devrait être en service en 2018, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires.

Northern Courier

La construction du pipeline Northern Courier 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. Le projet fait l'objet de contrats qui ont été négociés à long terme avec Fort Hills, le partenaire dans ce projet. Nous prévoyons entreprendre l'exploitation commerciale au quatrième trimestre de 2017.

Grand Rapids

Les travaux de construction de Grand Rapids se poursuivent sur le pipeline qui reliera la zone de production au nord-ouest de Fort McMurray aux terminaux de la région d'Edmonton-Heartland, en Alberta. Nous avons constitué une coentreprise avec Brion Energy pour aménager Grand Rapids. Chaque partenaire détient 50 % du projet pipelinier. Notre partenaire a aussi conclu un contrat de services de transport à long terme visant le projet. Nous serons l'exploitant de Grand Rapids une fois que le pipeline sera prêt. Nous prévoyons que les expéditions de pétrole brut commenceront au deuxième semestre de 2017.

La construction d'un pipeline de diluant de 20 pouces de diamètre, détenu en coentreprise, entre Edmonton et Fort Saskatchewan, en Alberta, va également bon train. La coentreprise constituée entre Grand Rapids et Keyera Corp. prendra part au pipeline Grand Rapids et procurera à nos expéditeurs de meilleures options d'approvisionnement en diluant. Nous prévoyons que le pipeline sera en service vers la fin de 2017.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Consulter la page 3 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Réseau d'oléoducs Keystone	1 169	1 333	1 061
Expansion des affaires et autres	(3)	(24)	(15)
BAIIA comparable	1 166	1 309	1 046
Amortissement	(285)	(266)	(216)
BAII comparable	881	1 043	830
Postes particuliers :			
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(52)	—	—
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	(3 686)	—
Activités de gestion des risques	(2)	—	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	827	(2 643)	830
BAII comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	228	232	212
Dollars US	493	633	561
Incidence du change	160	178	57
BAII comparable	881	1 043	830

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 3 470 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015; il avait reculé de 3 473 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014. Le bénéfice sectoriel de 2016 comprenait des coûts de 52 millions de dollars avant les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont passés en charges en attendant l'avancement du projet, et des pertes non réalisées de 2 millions de dollars découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides. La perte sectorielle de 2015 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 « Estimations comptables critiques » à la page 100 pour plus d'information. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. Le reliquat du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides équivaut au BAII comparable, qui est analysé ci-dessous avec le BAIIA comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a été de 143 millions de dollars inférieur en 2016 à celui de 2015. La diminution est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des volumes non liés à des contrats sur l'oléoduc Keystone;
- la baisse des volumes sur Marketlink;
- l'augmentation des volumes liés à des contrats sur l'oléoduc Keystone;
- l'apport grandissant tiré des activités de commercialisation des liquides;
- la réduction des activités d'expansion des affaires;
- 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 secteur des pipelines de liquides avait été de 263 millions de dollars supérieur en 2015 à celui de 2014.

L'accroissement était 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.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 19 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 en raison de la mise en service de nouvelles installations et de l'effet du raffermissement du dollar américain. L'amortissement avait augmenté de 50 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014 avant tout en raison de l'appréciation du dollar américain.

PERSPECTIVES

Résultat

Si l'on exclut les postes particuliers, le résultat du secteur des pipelines de liquides en 2017 devrait être supérieur au résultat de 2016 en raison des nouveaux raccordements de pipelines et de la mise en service en 2017 des pipelines Northern Courier et Grand Rapids.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées à l'égard de nos pipelines de liquides ont totalisé 0,8 milliard de dollars en 2016, et nous comptons affecter environ 0,5 milliard de dollars en 2017, particulièrement aux projets Grand Rapids, Northern Courier et White Spruce.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des pipelines de liquides. Voir la page 91 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 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 pipelinaires 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'exploitation du 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, lesquelles peuvent avoir une incidence sur notre résultat.

Réglementation

Les tarifs pratiqués par nos pipelines de liquides sont réglementés par l'ONÉ au Canada et la FERC aux États-Unis. Ces deux organismes régissent les conditions de prestation des services et les tarifs pour s'assurer qu'ils sont justes et raisonnables et que les tarifs, les droits ou les services ne comportent pas d'écarts injustes. Un expéditeur peut soumettre tout problème à l'organisme de réglementation concerné en tout temps. Toutefois, la plus grande partie de la capacité d'un pipeline est visée par des ententes de transport à long terme qui réduisent le risque que des plaintes soient soulevées concernant la réglementation liée aux tarifs et au recouvrement des coûts qui s'y rattache.

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. 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 pipelinère

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 génère 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. Les deux opérations de vente visant la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis devraient être menées à terme au premier semestre de 2017. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information.

Nous continuerons de détenir, de contrôler et d'aménager des installations présentant une capacité de production d'électricité d'environ 7 050 MW alimentée au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire après la conclusion de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis.

Notre portefeuille sera alors composé d'installations de production d'électricité situées en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Arizona. La majorité de ces actifs sont visés par des contrats à long terme.

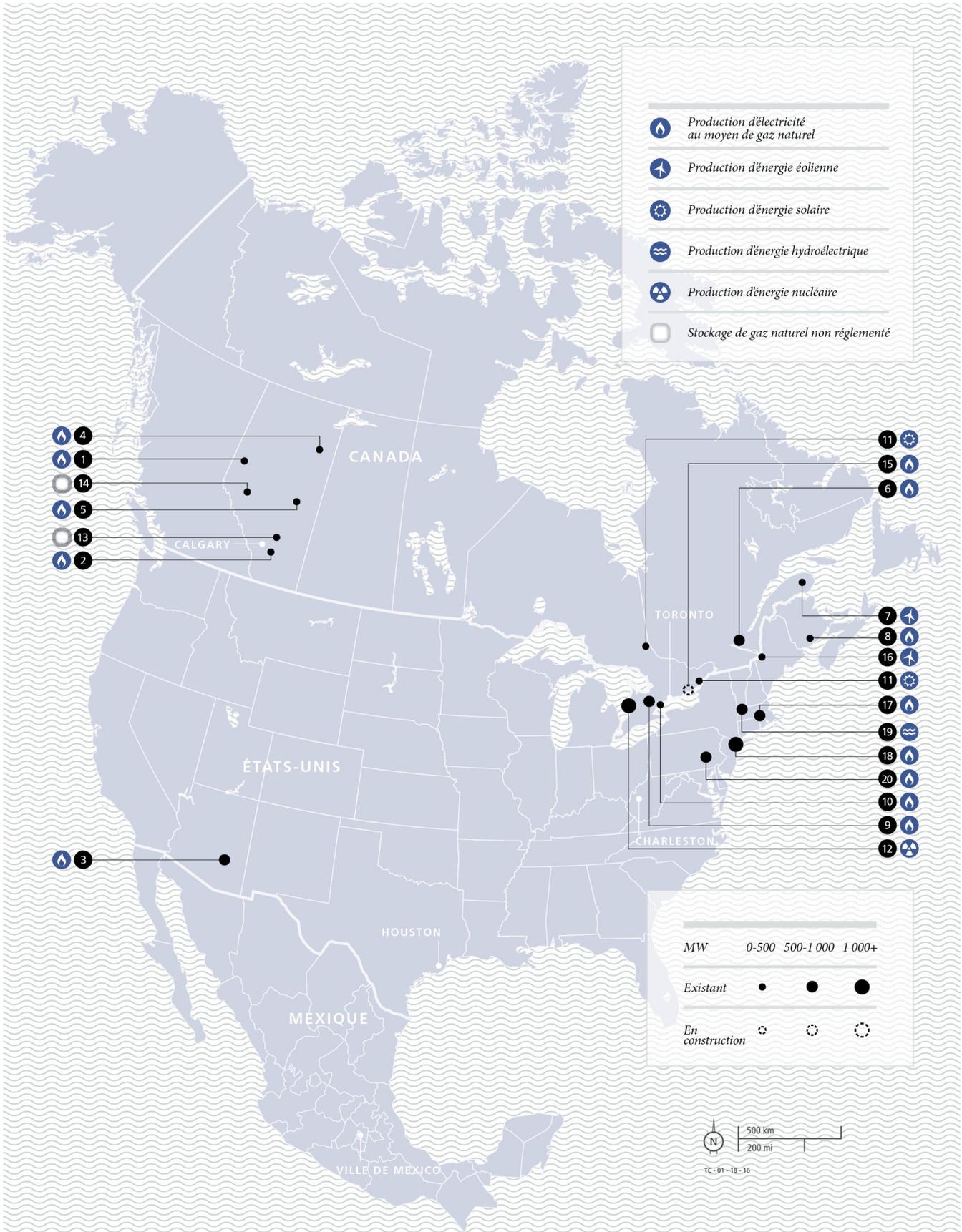
Nous détenons et exploitons environ 118 Gpi³ de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta et détenons des contrats avec des tiers pour du stockage supplémentaire, représentant près du tiers de la capacité totale albertaine.

Coup d'œil sur la stratégie

- Nous souhaitons maximiser la valeur de notre portefeuille varié d'actifs de production d'énergie visés par contrat et à faible coût par l'entremise d'opérations sûres et fiables.
- Nous comptons concrétiser notre programme d'investissement en respectant l'échéancier et le budget.
- Nous voulons poursuivre la croissance de nos infrastructures de production d'électricité vendue à contrat dans un contexte où les réseaux électriques diminuent l'intensité de leurs émissions de carbone et intègrent une capacité d'énergie renouvelable intermittente toujours plus grande.
- Nous voulons maximiser la valeur de nos actifs existants de stockage de gaz naturel non réglementés en Alberta sur le marché gazier en plein essor qui a besoin de stockage pour maintenir son équilibre et assurer la fiabilité du réseau gazier.

Points saillants des résultats

- Bruce Power : résultats solides et accroissement de 100 MW de la capacité de production, qui s'établit maintenant à 6 400 MW par suite des travaux du programme visant à prolonger la durée de vie utile des installations.
- Centrale alimentée au gaz naturel à Napanee, d'une capacité de 900 MW : la construction se poursuit et est achevée à près de 50 %.
- Règlement relatif à la résiliation des CAE en Alberta mené à terme avec le gouvernement de l'Alberta et l'Alberta Balancing Pool.
- Monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis prévue pour le premier semestre de 2017.



Nous sommes l'exploitant de tous nos actifs énergétiques, à l'exception de Cartier énergie éolienne, de Bruce Power et de Portlands Energy.

	Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation	
Installations énergétiques au Canada Capacité de production de 7 056 MW (y compris les installations en construction)					
Installations énergétiques de l'Ouest Capacité de production de 1 013 MW en Alberta et dans l'ouest des États-Unis					
1	Bear Creek	100	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Grande Prairie, en Alberta.	100 %
2	Carseland	95	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Carseland, en Alberta.	100 %
3	Coolidge	575	gaz naturel	Centrale électrique de pointe à cycle simple située à Coolidge, en Arizona. L'électricité est vendue aux termes d'une CAE de 20 ans expirant en 2031 conclue avec Salt River Project Agricultural Improvement and Power District.	100 %
4	Mackay River	197	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Fort McMurray, en Alberta.	100 %
5	Redwater	46	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Redwater, en Alberta.	100 %
Installations énergétiques de l'Est Capacité de production de 2 939 MW (y compris les installations en construction)					
6	Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Trois-Rivières, au Québec. L'électricité est vendue aux termes d'une CAE de 20 ans, expirant en 2026 et conclue avec Hydro-Québec. La vapeur est vendue à un client industriel. La production d'électricité est suspendue depuis 2008. Nous continuons de recevoir des paiements pour la capacité pendant que la production est suspendue.	100 %
7	Cartier énergie éolienne	365 ¹	énergie éolienne	Cinq projets éoliens situés en Gaspésie, au Québec. L'électricité est vendue aux termes de CAE de 20 ans, expirant de 2026 à 2032 et conclus avec Hydro-Québec.	62 %
8	Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Saint John, au Nouveau-Brunswick. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'achat ferme de 20 ans expirant en 2024. Le contrat vise l'achat de la totalité de la chaleur et de l'électricité produites et a été conclu avec Irving Oil.	100 %
9	Halton Hills	683	gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Halton Hills, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans, expirant en 2030 et conclu avec la SIERE.	100 %
10	Portlands Energy	275 ¹	gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Toronto, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans, expirant en 2029 et conclu avec la SIERE.	50 %
11	Énergie solaire en Ontario	76	énergie solaire	Huit projets d'énergie solaire situés dans le sud de l'Ontario et à New Liskeard, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes de contrats de tarifs de rachats garantis de 20 ans, expirant de 2032 à 2034 et conclus avec la SIERE.	100 %
Bruce Power Capacité de production de 3 104 MW					
12	Bruce Power	3 104 ¹	énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les huit réacteurs nucléaires de l'Ontario Power Generation.	48,5 %

	Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi ³				
13	CrossAlta	68 Gpi ³	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située à Crossfield, en Alberta.	100 %
14	Edson	50 Gpi ³	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
En construction				
15	Napanee	900 gaz naturel	Centrale à cycle combiné située dans le Grand Napanee, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans conclu avec la SIERE, qui expire 20 ans après la mise en service de la centrale, qui est prévue pour 2018.	100 %

¹ Notre quote-part de la capacité de production.

Actifs destinés à la vente

Installations énergétiques aux États-Unis Capacité de production de 4 533 MW				
16	Projet éolien de Kibby	132 énergie éolienne	Parc éolien situé dans les comtés de Kibby et de Skinner, dans le Maine.	100 %
17	Ocean State Power	560 gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Burrillville, dans le Rhode Island.	100 %
18	Ravenswood	2 480 gaz naturel et mazout	Centrale à turbines multiples (turbines à vapeur polycombustibles, turbines à cycle combiné et turbines à combustion) située dans le Queens, à New York.	100 %
19	TC Hydro	583 hydroélectricité	13 centrales hydroélectriques, avec barrages et réservoirs connexes, situées dans le New Hampshire, le Vermont et le Massachusetts (sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield).	100 %
20	Ironwood ¹	778 gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Lebanon, en Pennsylvanie.	100 %

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

LES ROUAGES DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte trois groupes :

- les installations énergétiques au Canada;
- le stockage de gaz naturel (au Canada, non réglementé);
- les installations énergétiques aux États-Unis (monétisation prévue au premier semestre de 2017).

Installations énergétiques au Canada

Installations énergétiques de l'Ouest

Nous détenons une capacité de production d'électricité d'environ 1 000 MW par le truchement de quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta et de Coolidge et une centrale électrique de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel en Arizona.

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 plutôt que du prix du marché.

Le groupe chargé de la commercialisation vend 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.

En novembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a présenté des plans visant la mise en œuvre complète d'un processus d'approvisionnement en énergie renouvelable additionnelle ainsi que des changements importants au marché actuel uniquement axé sur l'énergie et la création d'un marché de la capacité d'ici 2021. Nous continuerons de suivre les discussions sur le marché de l'électricité en Alberta entre les acteurs du secteur et le gouvernement, et d'y participer, afin de déterminer l'incidence de ces changements sur nos installations de cogénération et les occasions de croissance éventuelle.

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.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui compte huit réacteurs d'une capacité combinée d'environ 6 400 MW. L'Ontario Power Generation loue les huit installations nucléaires à Bruce Power. Nous détenons une participation de 48,5 % dans 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.

En 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 en janvier 2016, confère à Bruce Power la possibilité de commencer à 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. L'investissement anticipé dans le programme de gestion d'actifs sera assorti d'un cycle de vie à court terme jusqu'aux arrêts majeurs pour remise à neuf et par la suite. Le remplacement de composantes principales est en cours et se poursuivra jusqu'en 2033, les arrêts majeurs pour remise à neuf devant s'amorcer en 2020.

Conformément à l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf, en janvier 2016, Bruce Power a commencé à recevoir pour l'ensemble de ses réacteurs un prix uniforme de 65,73 \$ par MWh qui comprend certains éléments transférables comme le recouvrement des coûts du combustible et des frais de location. 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 uniforme. Bruce Power conclut en outre 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.

Au fil du temps, le prix uniforme pourra être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi de Bruce Power 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.

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 nos activités de stockage réglementées. Nous détenons également un contrat de capacité de stockage supplémentaire en Alberta conclu 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.

Installations énergétiques aux États-Unis (monétisation prévue au premier semestre de 2017)

Nous avons entrepris la vente d'une capacité de production d'électricité de 4 500 MW dans la région de New York, en Nouvelle-Angleterre et en Pennsylvanie. Le résultat du secteur des installations énergétiques aux États-Unis continuera d'être inclus dans nos résultats jusqu'à ce que la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis soit menée à terme. Les deux opérations de vente visant la monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis devraient se conclure au premier semestre de 2017 et un processus est en cours en vue de monétiser notre entreprise de commercialisation.

Le résultat attribuable à nos installations de New York, de la Nouvelle-Angleterre et sur le marché de PJM provient à la fois de la capacité de production et de la vente d'énergie. Les marchés de la capacité rémunèrent les fournisseurs d'électricité pour leur capacité à fournir de l'électricité; ils visent à promouvoir les investissements dans les ressources électriques existantes ou nouvelles nécessaires pour répondre à la demande des consommateurs et pour assurer la fiabilité du réseau électrique. Les produits tirés de la capacité à New York, en Nouvelle-Angleterre et sur le marché de PJM dépendent de deux facteurs : les prix de capacité et la disponibilité des installations. Sur les marchés de l'énergie proprement dits, les fournisseurs sont rémunérés pour l'énergie réellement fournie.

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;
- la Nouvelle-Angleterre, dont l'exploitant est l'ISO de la Nouvelle-Angleterre;
- le 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.

FAITS MARQUANTS

Installations énergétiques au Canada

CAE en Alberta

Le 7 mars 2016, nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation de nos CAE en Alberta. Le 22 juillet 2016, nous avons, de concert avec ASTC Power Partnership, transmis un avis déférant l'affaire qui doit être réglée par arbitrage exécutoire conformément aux dispositions de résolution de litige des CAE. Le 25 juillet 2016, le gouvernement de l'Alberta a déposé une demande à la Cour du banc de la reine afin d'empêcher que l'Alberta Balancing Pool permette la résiliation d'une CAE détenue par un tiers contenant des dispositions de résiliation formulées de manière identique à celles de nos CAE. L'issue de cette demande pourrait avoir eu une incidence sur la résolution de l'arbitrage portant sur les CAE des centrales Sheerness, Sundance A et Sundance B. En décembre 2016, la direction a entrepris des négociations de règlement avec le gouvernement de l'Alberta et mis la dernière main aux dispositions de résolution de tous les litiges liés à la résiliation des CAE. Le gouvernement et l'Alberta Balancing Pool ont accepté la résiliation de nos CAE, ce qui a entraîné le transfert à l'Alberta Balancing Pool de la totalité de nos obligations au titre des CAE.

Au règlement définitif de la résiliation des CAE, nous avons transféré à l'Alberta Balancing Pool un ensemble de crédits environnementaux que nous détenions pour compenser les coûts d'émission des CAE et comptabilisé une charge hors trésorerie de 92 millions de dollars avant les impôts (68 millions de dollars après les impôts) se rapportant à la valeur comptable de ces crédits environnementaux. Au premier trimestre de 2016, du fait de notre décision de résilier les CAE, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 240 millions de dollars avant les impôts (176 millions de dollars après les impôts), dont une charge de 211 millions de dollars avant les impôts (155 millions de dollars après les impôts) sur la valeur comptable des CAE de Sundance A et de Sheerness et une charge de 29 millions de dollars avant les impôts (21 millions de dollars après les impôts) sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, qui détenait auparavant la CAE de Sundance B.

Programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario

En mai 2016, la loi autorisant le programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario a été promulguée; la nouvelle réglementation entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2016. Cette réglementation impose pour l'ensemble de la province une limite aux émissions de gaz à effet de serre annuelles en vigueur à compter de janvier 2017 et crée un marché pour administrer l'achat et l'échange des quotas d'émissions. En vertu de la nouvelle réglementation, l'obligation de conformité s'appliquant aux émissions de nos centrales alimentées au gaz naturel incombe aux sociétés de distribution locales, à charge pour ces dernières de se faire rembourser les coûts de la conformité auprès des installations gazières. La SIERE a proposé des modifications aux contrats pour que les détenteurs de contrats tiennent compte de ces coûts et d'autres questions découlant de la nouvelle réglementation. Nous continuons de collaborer avec la SIERE en vue de finaliser les modifications. Nous ne prévoyons pas que cette nouvelle réglementation aura des répercussions importantes sur notre secteur de l'énergie.

Napanee

La construction d'une nouvelle centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW se poursuit dans l'enceinte de la centrale Lennox de l'Ontario Power Generation, dans le Grand Napanee, dans l'est de l'Ontario. Nous prévoyons investir environ 1,1 milliard de dollars dans la centrale de Napanee pendant la construction, dont l'exploitation commerciale devrait commencer en 2018. La production de l'installation est entièrement visée par des contrats conclus avec la SIERE.

Bécancour

En août 2015, nous avons conclu une entente avec Hydro-Québec en vertu de laquelle cette dernière pouvait répartir une capacité hivernale de pointe d'un maximum de 570 MW provenant de notre centrale de Bécancour, et ce, pour une durée de 20 ans à compter de décembre 2016. En novembre 2016, Hydro-Québec a dévoilé son plan décennal d'approvisionnement qui mentionne que la capacité hivernale de pointe de la centrale de Bécancour n'est plus nécessaire. Avant cette annonce, la Régie de l'énergie, organisme de réglementation du Québec, avait annulé sa décision première d'approuver l'entente. La direction ne s'attend pas à d'autres développements à la centrale de Bécancour avant novembre 2019, lorsque le prochain plan décennal d'approvisionnement sera dévoilé.

Financement de Bruce Power

Au deuxième trimestre de 2016, Bruce Power a émis des obligations et effectué un prélèvement sur sa facilité de crédit bancaire dans le cadre d'un programme visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires. Les distributions reçues de Bruce Power au deuxième trimestre de 2016 comprenaient 725 millions de dollars provenant de ce programme de financement. En février 2017, Bruce Power a émis des obligations additionnelles aux termes de son programme de financement et versé une distribution de 362 millions de dollars à TCPL.

Installations énergétiques aux États-Unis

Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis

Le 1^{er} novembre 2016, nous avons annoncé la vente de Ravenswood, d'Ironwood, d'Ocean State Power et du projet éolien Kibby Wind à Helix Generation, LLC, société liée à LS Power Equity Advisors, pour 2,2 milliards de dollars US, et celle de TC Hydro à Great River Hydro, LLC, société liée à ArcLight Capital Partners, LLC, pour 1,065 milliard de dollars US. Ces deux transactions de vente devraient être conclues au premier semestre de 2017 sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation et autres et comporteront des ajustements de clôture. Les ventes devraient se traduire par une perte nette d'environ 1,2 milliard de dollars avant les impôts (1,1 milliard de dollars après les impôts), dont une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 1 085 millions de dollars (656 millions de dollars après les impôts), une perte nette de 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et un gain d'environ 710 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts) sur la vente des actifs d'énergie hydraulique qui sera comptabilisé à la clôture de cette transaction. Un processus de monétisation visant ce qu'il reste de notre entreprise de commercialisation, TCPM, est en cours.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Consulter la page 3 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Installations énergétiques au Canada			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	75	72	252
Installations énergétiques de l'Est ²	353	390	345
Bruce Power	293	285	314
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada ^{1,2,3}	721	747	911
Amortissement	(142)	(190)	(179)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada ^{1,2,3}	579	557	732
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)			
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	396	414	371
Amortissement	(105)	(105)	(107)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	291	309	264
Incidence du change	94	86	27
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	385	395	291
Stockage de gaz naturel et autres			
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	59	14	43
Amortissement	(12)	(12)	(12)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	47	2	31
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(15)	(30)	(30)
BAII comparable du secteur de l'énergie ^{1,2,3}	996	924	1 024
Postes particuliers :			
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	(1 085)	—	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	(844)	—	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	(332)	—	—
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	125	(37)	(53)
(Perte) bénéfice sectoriel(le)	(1 140)	792	1 036

1 Ces données comprenaient les CAE de Sundance A et de Sheerness ainsi que la CAE de Sundance B détenue par l'intermédiaire de notre participation dans ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

2 Ces données tiennent compte de l'acquisition 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 notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations dans Portlands Energy et Bruce Power ainsi que de notre participation dans ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 1 932 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 et avait baissé de 244 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014. Il comprend les postes particuliers suivants qui ont été exclus du BAIL comparable :

- une dépréciation de 1 085 millions de dollars de l'écart d'acquisition de Ravenswood en 2016. Par suite d'informations reçues au cours du processus de monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, nous avons déterminé que la juste valeur de Ravenswood n'était plus supérieure à sa valeur comptable;
- une charge de 844 millions de dollars avant les impôts en 2016, dont une perte nette de 829 millions de dollars sur les actifs combinés d'énergie thermique et éolienne destinés à la vente et une charge de 15 millions de dollars liée à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information;
- une charge de 332 millions de dollars avant les impôts en 2016, compte tenu d'une charge de dépréciation de 211 millions de dollars sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta, d'une perte de valeur de 29 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership et d'une perte de 92 millions de dollars sur le transfert des crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- une perte de 59 millions de dollars avant les impôts en 2015 au titre de la perte de valeur d'un équipement de turbine précédemment acheté pour un nouveau projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé;
- une charge de 36 millions de dollars avant les impôts en 2015 liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- un gain de 108 millions de dollars avant les impôts 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 avant les impôts en 2014 découlant du paiement de résiliation du contrat avec Niska Gas Storage prenant effet en 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	2016	2015	2014
(en millions de dollars, avant les impôts)			
Installations énergétiques au Canada	4	(8)	(11)
Installations énergétiques aux États-Unis	113	(30)	(55)
Stockage de gaz naturel	8	1	13
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	125	(37)	(53)

Les variations de 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, elles 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'elles ne sont pas représentatives de nos activités sous-jacentes.

Après avoir annoncé, le 17 mars 2016, notre intention de monétiser notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons dû cesser d'appliquer la comptabilité de couverture à certaines couvertures de flux de trésorerie. Ce changement, de même que le volume accru de nos activités de gestion des risques provoqué par l'élargissement de notre clientèle sur le marché de PJM, a contribué à l'augmentation de la volatilité des activités de gestion des risques des installations énergétiques aux États-Unis en 2016.

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

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 1 289 millions de dollars en 2016 contre 1 260 millions de dollars en 2015, ce qui représente une augmentation de 29 millions de dollars. Cette hausse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- de la hausse des produits tirés du stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage réalisés;
- du repli du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de la diminution des produits contractuels de Bécancour et de l'apport moindre provenant de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée;

- du résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis imputable à la baisse des produits tirés de la capacité dans la région de New York et du recul des prix réalisés à nos installations en Nouvelle-Angleterre, compensés en partie par le résultat plus élevé découlant de l'acquisition de la centrale Ironwood le 1^{er} février 2016;
- de la réduction des dépenses consacrées à l'expansion des affaires en raison de la diminution des activités d'expansion des affaires;
- de l'augmentation du résultat de Bruce Power attribuable principalement à la baisse de la charge d'amortissement découlant de la prolongation de la durée de vie utile de l'installation, de l'accroissement de notre participation et de la hausse des prix de vente réalisés, facteurs en partie annulés par la réduction des volumes et l'accroissement des coûts d'exploitation découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation.
- du raffermissement du dollar américain et de son effet positif sur l'incidence du change.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 1 260 millions de dollars en 2015 contre 1 333 millions de dollars en 2014, ce qui représente une diminution de 73 millions. Cette baisse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés et de celle des volumes des CAE;
- le 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;
- le résultat à la hausse des installations énergétiques de l'Est principalement attribuable aux quatre installations d'énergie solaire acquises en 2014;
- le 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;
- le 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.

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 3. Le tableau qui suit présente les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Produits¹			
Installations énergétiques de l'Ouest	216	542	747
Installations énergétiques de l'Est ²	411	455	428
Autres ³	43	62	85
	670	1 059	1 260
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁴	24	8	45
Achats de produits de base revendus	(60)	(353)	(404)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(206)	(252)	(304)
BAIIA comparable⁵	428	462	597
Amortissement	(142)	(190)	(179)
BAII comparable⁵	286	272	418
Ventilation du BAIIA comparable			
Installations énergétiques de l'Ouest ⁵	75	72	252
Installations énergétiques de l'Est	353	390	345
BAIIA comparable⁵	428	462	597
Capacité disponible des centrales⁶			
Installations énergétiques de l'Ouest	93 %	97 %	96 %
Installations énergétiques de l'Est ⁷	91 %	97 %	91 %

1 Ces données tiennent compte des gains et des pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques au Canada et ils 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 ont été exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

2 Ces données tiennent compte de l'acquisition 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 résultat d'ASTC Power Partnership, qui était titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. Pour 2016, elles ne tiennent pas compte d'une charge de 29 millions de dollars liée à la résiliation de la CAE de Sundance B, que détenait ASTC Power Partnership.

5 Ces données comprennent les CAE de Sundance A, Sundance B et Sheerness jusqu'au 7 mars 2016.

6 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.

7 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

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a augmenté de 3 millions de dollars en 2016 comparativement à 2015, en raison de la hausse des prix réalisés sur les volumes de production, en partie contrebalancée par les pertes réalisées sur les CAE au premier trimestre de 2016.

Les résultats aux termes des CAE en Alberta sont inclus jusqu'au 7 mars 2016, date à laquelle nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation des CAE visant les centrales Sundance A, Sundance B et Sheerness. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprenait le résultat d'ASTC Power Partnership qui détenait notre participation de 50 % dans la CAE de Sundance B. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour de plus amples informations sur la résiliation des CAE.

Les prix de l'électricité en Alberta sont tributaires de plusieurs facteurs, dont les conditions de l'offre et de la demande et le niveau des prix du gaz naturel. Le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a diminué de 45 %, passant d'environ 33 \$ le MWh en 2015 à environ 18 \$ le MWh en 2016. Le prix moyen du gaz naturel AECO a diminué de 20 %, passant d'environ 2,55 \$ le GJ en 2015 à environ 2,05 \$ le GJ en 2016. Le marché de l'électricité en Alberta est demeuré bien approvisionné, alors que la consommation d'électricité était en baisse en 2016 à cause de la faiblesse de l'économie.

L'amortissement a diminué de 48 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 par suite de la résiliation des CAE en Alberta.

En 2015, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest avait été inférieur de 180 millions de dollars par rapport à 2014, ce qui s'expliquait 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 avait diminué de 34 %, pour passer d'environ 50 \$ le MWh en 2014 à environ 33 \$ le MWh en 2015. Le prix moyen du gaz naturel AECO avait diminué de 40 %, passant d'environ 4,27 \$ le GJ en 2014 à environ 2,55 \$ le GJ en 2015.

Installations énergétiques de l'Est

En 2016, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a été inférieur de 37 millions de dollars par rapport à 2015 en raison de la baisse des produits contractuels de Bécancour et du bénéfice moindre tiré de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée.

En 2015, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est avait été supérieur de 45 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.

Résultats de Bruce Power

Les résultats de Bruce Power tiennent compte de notre participation proportionnelle. Bruce A et Bruce B se sont regroupées en décembre 2015, et l'information comparative de 2015 et de 2014 est présentée sur une base combinée qui reflète l'entité issue du regroupement. Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 3 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2016	2015	2014
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :			
Produits	1 470	1 301	1 256
Charges d'exploitation	(849)	(691)	(623)
Amortissement et autres	(328)	(325)	(319)
BAIIA comparable et BAII comparable¹	293	285	314
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ²	83 %	87 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	415	327	245
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	76	45	127
Volumes des ventes (en GWh) ¹	22 178	19 358	18 723
Prix de vente réalisés par MWh ^{3,4}	67 \$	65 \$	65 \$

1 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,5 % dans Bruce Power, après la fusion exécutée le 4 décembre 2015; avant cette date, ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B. Les volumes des ventes incluent la production réputée. Le BAIIA comparable de 2015 exclut une charge de règlement de la dette de 36 millions de dollars.

2 La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale était 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 comprennent les gains et les pertes réalisés liés aux activités de passation de contrats et les coûts transférables.

4 Les prix excluent les gains et les pertes non réalisés liés aux activités de passation de contrats et les produits ne provenant pas de l'électricité.

Le BAIIA comparable dans Bruce Power en 2016 a été supérieur de 8 millions de dollars à celui de 2015. Cette progression est principalement attribuable à la baisse de la charge d'amortissement découlant de la prolongation de la durée de vie utile de l'installation de Bruce Power, à l'augmentation de notre participation et à l'accroissement des prix de vente réalisés, facteurs en partie annulés par la baisse des volumes et la hausse des charges d'exploitation résultant du nombre plus élevé de jours d'arrêt d'exploitation qu'en 2015.

Le BAIIA comparable dans Bruce A en 2015 avait diminué de 4 millions de dollars par rapport à 2014, ce qui traduisait surtout la hausse des charges d'exploitation, compensée par l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation imprévus.

Le BAIIA comparable dans Bruce B en 2015 était inférieur 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.

Résultats des installations de stockage de gaz naturel et autres installations

Le BAIIA comparable en 2016 a augmenté de 45 millions de dollars par rapport à 2015, principalement en raison de la hausse des produits tirés du stockage de gaz naturel pour le compte de tiers par suite de l'élargissement des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

En 2015, le BAIIA comparable avait diminué de 29 millions de dollars par rapport à 2014, principalement en raison d'une diminution des produits tirés du stockage pour compte propre et du stockage pour le compte de tiers par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké et de l'extrême volatilité des prix du gaz naturel au premier trimestre de 2014.

Résultats des installations énergétiques aux États-Unis (monétisation prévue au premier semestre de 2017)

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 3. Le tableau qui suit présente les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US)	2016	2015	2014
Produits¹			
Installations énergétiques ²	2 192	1 997	1 840
Capacité	278	317	362
	2 470	2 314	2 202
Achats de produits de base revendus	(1 595)	(1 474)	(1 297)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(479)	(426)	(534)
BAIIA comparable¹	396	414	371
Amortissement ⁴	(105)	(105)	(107)
BAII comparable¹	291	309	264

1 Les données tiennent compte de l'acquisition d'Ironwood depuis le 1^{er} février 2016.

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

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

4 L'amortissement des actifs d'électricité aux États-Unis destinés à la vente a cessé en novembre 2016.

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

exercices clos les 31 décembre			
	2016	2015	2014
Volumes des ventes physiques (en GWh)			
Offre			
Électricité produite ¹	12 752	7 849	7 742
Achats	26 613	20 937	13 798
	39 365	28 786	21 540
Capacité disponible des centrales^{2,3}	81 %	78 %	82 %

1 L'accroissement est principalement attribuable à l'acquisition d'Ironwood.

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

3 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	2016	2015	2014
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (\$ US par MWh)			
Nouvelle-Angleterre ¹	30	42	65
New York ²	29	39	61
PJM ³	24	s.o.	s.o.
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York² (\$ US par kilowatt par mois)			
	8,65	11,44	13,96

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.

3 Ces données représentent la zone de prix METED, en Pennsylvanie, où sont situées les installations d'Ironwood. Les prix moyens pour 2016 sont ceux de la période écoulée depuis l'acquisition d'Ironwood, le 1^{er} février 2016.

En 2016, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été inférieur de 18 millions de dollars US à celui de 2015, un effet net :

- du recul des produits tirés de la capacité en raison du fléchissement des prix de capacité réalisés dans la région de New York et de la capacité disponible moindre découlant de l'arrêt d'exploitation d'un réacteur à Ravenswood qui a duré de septembre 2014 à mai 2015, partiellement contrebalancé par les indemnités d'assurance, déduction faite des franchises;
- de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et de la diminution de la production d'électricité par nos installations situées en Nouvelle-Angleterre, partiellement contrebalancée par les coûts moins élevés du combustible;
- de la contraction des marges sur les ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, contrebalancée par l'accroissement des ventes aux clients sur le marché de PJM;
- du résultat supérieur attribuable à l'acquisition de la centrale Ironwood, en février 2016;
- des indemnités d'assurance liées à un arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood survenu en 2008.

En 2015, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis avait dépassé de 43 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 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 dans la région de New York et de la capacité moindre à cette installation.

Les prix moyens au comptant pour les ventes de capacité dans le secteur J de New York ont diminué d'environ 24 % en 2016 comparativement à ceux de 2015. 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, elle-même imputable surtout à l'accroissement de la capacité démontrée des ressources existantes sur le marché de la zone J de New York. L'incidence du repli des prix de capacité de New York a été compensée en partie par les produits tirés de la capacité provenant de notre centrale électrique Ironwood.

Les produits tirés de la capacité ont également subi l'incidence négative de l'interruption du réacteur 30 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 témoignent les résultats de cette méthode. Par conséquent, les produits tirés de la capacité au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 rendent compte d'une incidence négative comparativement à la même période de 2015. L'incidence de l'interruption de service a continué d'être prise en compte dans le calcul de la moyenne mobile des taux d'arrêts forcés pendant tout l'exercice 2016, mais elle diminuera en 2017 en raison de la formule servant au calcul. Les indemnités d'assurance liées à cet arrêt, déduction faite des franchises, ont été obtenues et sont comptabilisées au titre des produits tirés de la capacité afin de compenser les sommes perdues au cours des périodes touchées par la réduction du taux d'arrêts forcés. En raison de ces indemnités d'assurance, l'arrêt d'exploitation imprévu du réacteur 30 n'a pas eu une incidence importante sur notre résultat, bien que la constatation du résultat ne coïncide pas tout à fait avec les produits d'exploitation perdus en raison du moment de l'encaissement du produit d'assurance. De plus, les indemnités d'assurance liées à un arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood survenu en 2008 ont été comptabilisées dans les produits tirés des installations énergétiques au deuxième trimestre de 2016 et au quatrième trimestre de 2015.

Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Nouvelle-Angleterre ont baissé d'environ 29 % en 2016 alors que ceux de New York ont reculé d'environ 26 % comparativement à 2015 à cause des températures hivernales inhabituellement chaudes enregistrées au premier trimestre de 2016 et de la baisse des prix du gaz naturel.

Même si les ventes de gros à des entreprises de services publics sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre ont été plus élevées en 2016 par rapport à 2015, le résultat des deux marchés a été inférieur, car le coût de l'approvisionnement nécessaire pour servir ces clients s'est accru.

En 2016, les volumes physiques d'électricité produite ont été supérieurs à ceux de 2015 grâce à notre acquisition de la centrale Ironwood. Quant aux volumes physiques d'électricité achetée vendus à des clients de gros, commerciaux et industriels, ils ont été supérieurs en 2016 à ceux de 2015 du fait que nous avons élargi notre clientèle sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre.

PERSPECTIVES

Résultat

Exclusion faite des postes particuliers, le résultat du secteur de l'énergie de 2017 devrait être inférieur à celui de 2016, essentiellement en raison de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, qui devrait avoir lieu au premier semestre de 2017; la baisse du résultat sera en partie neutralisée par la hausse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power par suite de la réduction des activités d'entretien prévu.

La monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis fait en sorte que la grande majorité de la production résiduelle du secteur de l'énergie est vendue au moyen de contrats à long terme.

Exclusion faite des postes particuliers, le résultat des installations énergétiques de l'Ouest de 2017 devrait être légèrement plus élevé que celui de 2016 grâce à un modeste relèvement des prix moyens au comptant par rapport aux bas prix observés en 2016, ainsi qu'à la résiliation des CAE en Alberta.

Le résultat des installations énergétiques de l'Est de 2017 devrait être un peu plus faible que celui de 2016, surtout à cause de la diminution du résultat découlant de l'optimisation de la capacité de transport de gaz naturel. Toute la production de nos actifs énergétiques de l'Est du Canada est entièrement visée par des contrats.

La quote-part du résultat de Bruce Power pour 2017 devrait être supérieure à celle de 2016, puisqu'il y aura moins d'activités d'entretien prévu. Des travaux d'entretien prévu devraient avoir lieu au réacteur 5 de Bruce au premier semestre de 2017 et aux réacteurs 3 et 6, au second semestre de 2017. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2017 devrait se situer aux alentours de 90 %, comparativement à un peu plus de 80 % en 2016.

Enfin, le résultat tiré du stockage de gaz naturel devrait être légèrement plus bas en 2017 qu'il ne l'a été en 2016 en raison du retour probable de températures hivernales normales, ce qui se traduira par un resserrement des écarts saisonniers des prix du stockage de gaz naturel. La possibilité de couvrir la capacité de stockage à des écarts de prix sur le gaz naturel plus élevés devrait nous permettre d'atténuer l'effet du rétrécissement des écarts.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé un total de 0,5 milliard de dollars dans les projets d'investissement du secteur de l'énergie en 2016 et nous prévoyons engager environ 0,4 milliard de dollars à ce titre en 2017, principalement pour la centrale de Napanee.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation

En 2016, nous avons investi 0,2 milliard de dollars dans Bruce Power pour divers projets d'investissement, et nous prévoyons investir environ 0,4 milliard de dollars en 2017.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 91 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 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 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.

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

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.

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.

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 en Alberta 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.

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.

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.

Siège social

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAll comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec la perte sectorielle (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Consulter la page 3 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
BAIIA comparable	(70)	(108)	(64)
Amortissement	(48)	(31)	(23)
BAll comparable	(118)	(139)	(87)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(116)	—	—
Coûts de restructuration	(22)	(99)	—
Perte sectorielle	(256)	(238)	(87)

La perte sectorielle du siège social s'est accrue de 18 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 et comprenait les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du BAll comparable :

- les coûts d'acquisition et d'intégration associés à l'acquisition de Columbia;
- les coûts de restructuration liés aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

La perte sectorielle du siège social s'est aggravée de 151 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014 en raison des coûts relatifs aux indemnités de cessation d'emploi et aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location, qui ont été exclus du calcul du BAll comparable.

Le BAIIA comparable de 2015 tenait compte de la portion de nos coûts de restructuration qui avait été recouvrée par le truchement de nos mécanismes de tarification.

L'accroissement de l'amortissement du siège social en 2016, par rapport à 2015, découle des entrées d'immobilisations corporelles du siège social en 2016, notamment celles de Columbia.

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 n'ait aucunement été modifiée, nous avons entrepris cette initiative en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficacité de nos activités actuelles.

Les coûts de restructuration se composent essentiellement d'indemnités de cessation d'emploi et de pertes futures attendues aux termes de contrats de location. En 2015, nous avons engagé des coûts de restructuration de 122 millions de dollars avant les impôts et comptabilisé une provision de 87 millions de dollars avant les impôts afférente aux indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et 2017 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

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

L'évolution du passif lié à la restructuration s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	Indemnités de cessation d'emploi	Contrats de location	Total
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2015	60	27	87
Coûts de restructuration	—	44	44
Paielements en trésorerie	(24)	(8)	(32)
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2016	36	63	99

La durée des mesures de restructuration et de transformation de notre entreprise a été prolongée jusqu'en 2017 en raison de l'acquisition de Columbia; l'initiative sera élargie pour englober les nouvelles synergies qui devraient découler des mesures de réduction des coûts se rapportant à l'acquisition. 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.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	(452)	(437)	(443)
Libellés en dollars US	(1 127)	(911)	(854)
Incidence du change	(366)	(255)	(90)
	(1 945)	(1 603)	(1 387)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(152)	(75)	(107)
Intérêts capitalisés	176	280	259
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(1 921)	(1 398)	(1 235)
Poste particulier :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(6)	—	—
Intérêts débiteurs	(1 927)	(1 398)	(1 235)

Les intérêts débiteurs en 2016 avaient augmenté de 529 millions de dollars par rapport à 2015, un effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme effectuées en 2016 et en 2015, compensées en partie par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains. Se reporter à la rubrique « Situation financière » à la page 79 pour un complément d'information;
- de la dette reprise lors de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016;
- du taux de change plus élevé sur les intérêts débiteurs afférents aux titres d'emprunt libellés en dollars américains;
- de la charge d'amortissement des frais d'émission de titres d'emprunt liés aux facilités de crédit-relais d'acquisition;
- de l'augmentation des frais financiers dus aux expéditeurs en 2016 sur les variations des produits nets du réseau principal au Canada;
- de la diminution 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, partiellement contrebalancée par la hausse des intérêts capitalisés à l'égard des projets de pipelines de liquides, des projets de GNL et de Napanee;
- de l'augmentation des intérêts débiteurs sur les montants à payer à TransCanada.

Les intérêts débiteurs en 2015 avaient augmenté de 163 millions de dollars par rapport à 2014, un effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme en 2015 et en 2014 compensées 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 les intérêts débiteurs afférents aux titres d'emprunt libellés en dollars américains;

- de 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 liquides, des projets de GNL et de Napanee, en partie contrebalancée 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
- de la diminution des intérêts débiteurs sur les montants à payer à TransCanada.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	181	119	61
Libellée en dollars US	181	137	67
Incidence du change	57	39	8
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	419	295	136

En 2016, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction a été supérieure de 124 millions de dollars à celle de 2015 en raison des dépenses en immobilisations consacrées aux projets d'expansion du réseau de NGTL, d'Énergie Est, de Columbia et des gazoducs au Mexique.

En 2015, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction avait été supérieure de 159 millions de dollars à celle de 2014 en raison des dépenses en immobilisations consacrées aux projets des gazoducs au Mexique, d'Énergie Est et d'expansion du réseau de NGTL.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	91	(82)	13
Poste particulier :			
Activités de gestion des risques	26	(21)	(21)
Intérêts créditeurs et autres	117	(103)	(8)

En 2016, les intérêts créditeurs et autres étaient supérieurs de 220 millions de dollars par rapport à 2015 en raison de l'effet net :

- des gains non réalisés sur les activités de gestion des risques en 2016 comparativement à des pertes en 2015. Ces montants ont été exclus du résultat comparable;
- des gains réalisés en 2016 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains alors qu'en 2015, ce sont des pertes qui avaient été réalisées;
- de l'incidence des fluctuations du dollar US sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises
- de la diminution des intérêts débiteurs sur les montants à recevoir de TransCanada.

En 2015, les intérêts créditeurs et autres étaient inférieurs de 95 millions de dollars à ceux de 2014 en raison de l'effet net :

- des pertes supérieures réalisées en 2015 par rapport à 2014 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
- de la diminution des intérêts débiteurs sur les montants à recevoir de TransCanada.

Charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(838)	(904)	(858)
Postes particuliers :			
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	429	—	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	(29)	—	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	88	—	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	10	—	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	28	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	10	—	—
Coûts de restructuration	6	25	—
Perte sur la vente de TC Offshore	1	39	—
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	795	—
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 Pacífico/ INNERGY	—	—	(1)
Activités de gestion des risques	(54)	19	27
Charge d'impôts	(349)	(35)	(830)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 66 millions de dollars en 2016 comparativement à 2015 principalement en raison de la baisse des impôts transférés en 2016 relativement aux pipelines réglementés au Canada et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger, en partie contrebalancées par le résultat avant les impôts plus élevé en 2016 qu'en 2015.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable avait augmenté de 46 millions de dollars en 2015 comparativement à 2014 principalement en raison de l'augmentation du résultat avant les impôts en 2015 par rapport à 2014 et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(257)	(205)	(153)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	5	—	—
TC PipeLines, LP – dépréciation de Great Lakes	—	199	—
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(252)	(6)	(153)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 246 millions de dollars en 2016 comparativement à 2015 en raison de l'effet net d'une charge de 5 millions de dollars en 2016 au titre de la part des participations sans contrôle dans les frais de maintien en poste et les indemnités de cessation d'emploi découlant de l'acquisition de Columbia et d'une charge de dépréciation de 199 millions de dollars US inscrite par TC PipeLines, LP en 2015 au titre de l'écart d'acquisition lié à sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Great Lakes. Ces deux éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable. 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. Consulter la rubrique « Estimations comptables critiques » à la page 100 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 incluse dans le résultat comparable a progressé de 52 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015, en raison surtout de l'acquisition de Columbia, qui comprenait une participation sans contrôle dans CPPL. En outre, la vente, à TC PipeLines, LP, de notre participation directe de 30 % dans GTN en avril 2015 et de notre participation de 49,9 % dans PNGTS en janvier 2016, ainsi que l'incidence du raffermissement du dollar américain sur le résultat équivalent de TC Pipelines, LP en dollars canadiens, ont occasionné la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par rapport à l'exercice précédent.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle incluse dans le résultat 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.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre	2016	2015	2014
(en millions de dollars)			
Dividendes sur les actions privilégiées	—	—	(2)

Les dividendes versés sur les actions privilégiées ont été de néant en 2016 et en 2015. En 2015, le dividende versé sur les actions privilégiées avait été inférieur de 2 millions de dollars à celui de 2014 par suite du rachat des actions privilégiées de série Y en mars 2014.

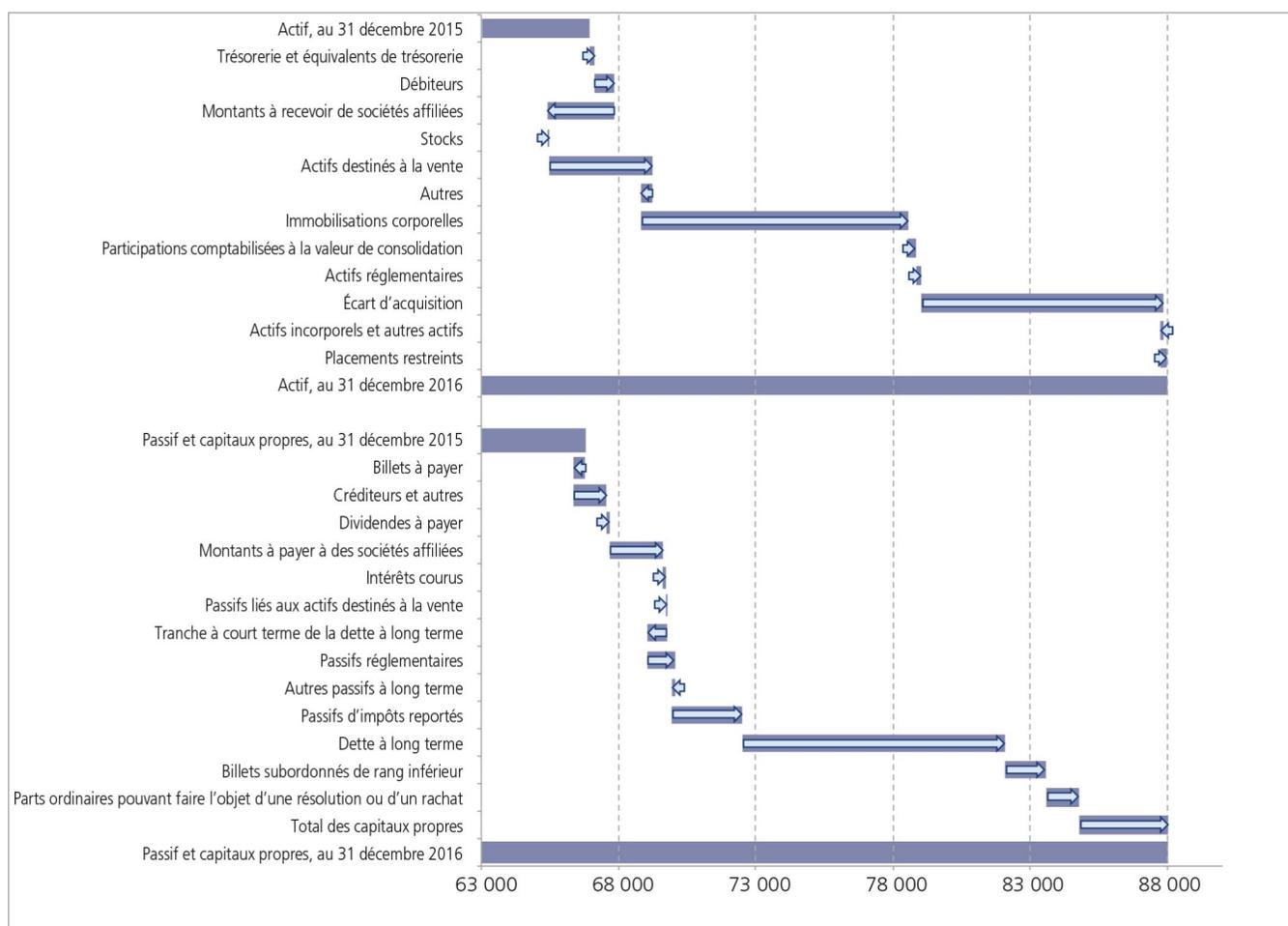
Situation financière

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 et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, à la gestion du portefeuille, au produit de la cession d'actifs pipeliniers de gaz naturel à TC PipeLines, LP, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2016, l'actif et le passif avait augmenté respectivement de 21 milliards de dollars et de 17 milliards de dollars et les capitaux propres, y compris les parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat, avaient augmenté de 4 milliards de dollars par rapport à ce qu'ils étaient au 31 décembre 2015.

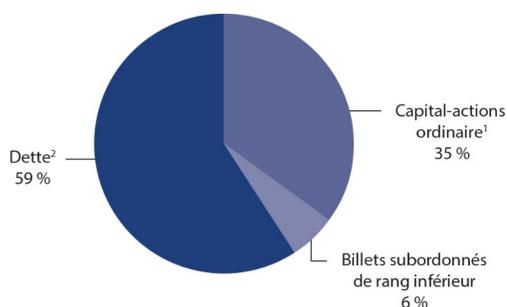


L'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, et les activités de financement qui y étaient associées ont donné lieu à des hausses marquées de nos actifs, de nos passifs et de nos capitaux propres. La vente prochaine de nos actifs d'électricité dans le nord-est des États-Unis a aussi influé sur le bilan en 2016, car nous avons classé ces actifs dans les actifs destinés à la vente. Mis à part l'acquisition de Columbia, l'augmentation du passif est principalement imputable aux émissions, en 2016, de titres d'emprunts à long terme et de titres d'emprunt subordonnés de rang inférieur d'un montant supérieur aux remboursements ainsi qu'aux passifs réglementaires à la hausse en ce qui a trait au réseau principal au Canada.

Les capitaux propres ont progressé en 2016 du fait surtout des émissions d'actions ordinaires, dont le produit a servi à financer l'acquisition de Columbia.

Structure du capital consolidé

au 31 décembre 2016



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

2 Déduction faite de la trésorerie et des montants à recevoir de/à payer à des sociétés affiliées.

Au 31 décembre 2016, nous avons des capacités inutilisées de 1,0 milliard de dollars et de 2,8 milliards de dollars US aux termes de notre dette au Canada et de prospectus préalables aux États-Unis respectivement, visant à faciliter l'accès futur aux marchés des titres d'emprunt.

Au 31 décembre 2016, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière. Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit peuvent restreindre notre capacité 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. 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)	2016	2015	2014
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	5 156	4 423	4 225
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(18 783)	(4 877)	(4 291)
	(13 627)	(454)	(66)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	13 908	671	(345)
	281	217	(411)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(127)	112	—
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	154	329	(411)

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 gestion du portefeuille, y compris la cession 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, 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 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)	2016	2015	2014
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	5 156	4 423	4 225
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(251)	307	189
Fonds provenant de l'exploitation	4 905	4 730	4 414
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	180	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	52	—	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	15	—	—
Coûts de restructuration	—	85	—
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	43
Fonds provenant de l'exploitation comparables	5 152	4 815	4 457
Dividendes sur les actions privilégiées	—	—	(4)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(279)	(224)	(174)
Dépenses d'investissement de maintien, compte tenu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 127)	(937)	(781)
Flux de trésorerie distribuables comparables	3 746	3 654	3 498

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 2016 ont été supérieures à celles de 2015 en raison de l'augmentation du résultat comparable (comme il est expliqué à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » à la page 15) et du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation comparables 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 3. La hausse de 2016 par rapport à 2015 est attribuable à l'augmentation du résultat comparable (comme il est expliqué à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » à la page 15) ajusté pour tenir compte des éléments hors trésorerie qui suivent : hausse 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 progression du bénéfice tiré des participations. Les fonds provenant de l'exploitation comparables tiennent compte également de la hausse des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement en provenance de nos gazoducs aux États-Unis.

Au 31 décembre 2016, notre actif à court terme était inférieur à notre passif à court terme, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 2,0 milliards de dollars. Cette insuffisance à court terme est considérée comme faisant partie du cours normal des activités d'une entreprise en croissance et 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 9,6 milliards de dollars.

Flux de trésorerie distribuables comparables

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour notre actionnaire ordinaire avant la répartition du capital. Les augmentations survenues entre 2015 et 2016 et entre 2014 et 2015 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 aux gazoducs de Columbia depuis l'acquisition réalisée le 1^{er} juillet 2016 et à ANR en 2016 et en 2015. Consulter la page 3 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

Pour certaines de nos activités réglementées, même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, ces dépenses sont incluses dans leur base tarifaire respective, de laquelle nous tirons un rendement réglementé et recouvrons l'amortissement à même les droits futurs. Le tableau suivant présente une ventilation des dépenses d'investissement de maintien.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015	2014
Gazoducs au Canada	344	347	355
Gazoducs aux États-Unis	464	298	151
Autres	319	292	275
Dépenses d'investissement de maintien compte tenu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 127	937	781

Sorties nettes liées aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015	2014
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(5 007)	(3 918)	(3 489)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(295)	(511)	(848)
	(5 302)	(4 429)	(4 337)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(765)	(493)	(256)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(13 608)	(236)	(241)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	6	—	196
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	727	9	12
Montants reportés et autres	159	272	335
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(18 783)	(4 877)	(4 291)

En 2016, nos dépenses en immobilisations ont été principalement engagées pour :

- la construction des gazoducs au Mexique;
- l'expansion des gazoducs de Columbia;
- l'expansion du réseau de NGTL;
- les entrées d'immobilisations relativement au pipeline d'ANR;
- l'expansion du réseau principal au Canada;
- la construction de la centrale électrique de Napanee;
- la construction du pipeline Northern Courier.

En 2015, nos dépenses en immobilisations avaient été engagées d'abord pour les activités d'expansion du réseau de NGTL, du réseau principal au Canada et d'ANR, ainsi qu'à la construction de nos gazoducs au Mexique, de Northern Courier et de la centrale électrique de Napanee.

En 2014, nos dépenses en immobilisations avaient été affectées principalement à l'expansion du réseau de NGTL et au prolongement d'ANR, ainsi qu'à la construction de nos gazoducs au Mexique et du latéral et du terminal pétrolier de Houston.

Les coûts engagés pour les projets d'investissement en cours d'aménagement de 2014 à 2016 visaient principalement Énergie Est et les projets de gazoducs de GNL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2016 par rapport à 2015 en raison principalement de nos investissements dans Bruce Power, Grand Rapids et Sur de Texas. Les apports de 2015 avaient été supérieurs à ceux de 2014, essentiellement par suite de nos investissements dans Bruce Power et Grand Rapids.

Le 1^{er} juillet 2016, nous avons acquis la totalité de Columbia pour une contrepartie de 10,3 milliards de dollars US en trésorerie.

Le 31 mars 2016, nous avons acquis une participation supplémentaire de 4,87 % dans Iroquois pour un prix d'achat total de 54 millions de dollars US, et le 1^{er} mai 2016, nous avons acquis une participation supplémentaire de 0,65 % pour 7 millions de dollars US. Ces acquisitions ont porté notre participation dans Iroquois à 50 %.

Le 31 mars 2016, nous avons vendu TC Offshore pour 6 millions de dollars.

Le 1^{er} février 2016, nous avons acquis la centrale électrique Ironwood pour une contrepartie en trésorerie de 653 millions de dollars US, compte tenu des ajustements postérieurs à la clôture.

En 2015, nous avons acquis une participation supplémentaire dans Bruce Power. 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.

L'augmentation entre 2015 et 2016 des autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation est principalement attribuable aux distributions provenant de Bruce Power. Au deuxième trimestre de 2016, Bruce Power a émis des obligations et effectué des prélèvements sur sa facilité de crédit bancaire dans le cadre du programme visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires, opérations qui se sont traduites par des distributions de 725 millions de dollars que nous avons reçues.

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(329)	(1 382)	544
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	12 333	5 045	1 403
Remboursements sur la dette à long terme	(7 153)	(2 105)	(1 069)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	1 549	917	—
Avances de (à des) sociétés affiliées, montant net	4 523	(189)	(694)
Dividendes et distributions versés	(1 891)	(1 670)	(1 523)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	4 661	—	1 115
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	215	55	79
Rachat d'actions privilégiées	—	—	(200)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	13 908	671	(345)

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont établies à 14 milliards de dollars en 2016 principalement en raison des émissions d'actions ordinaires et des facilités de crédit-relais d'acquisition devant servir à financer l'acquisition de Columbia. Les tableaux ci-dessous présentent les variations de nos activités de financement.

Émission de titres d'emprunt à long terme

(en millions de dollars)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Jun 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	Jun 2018	5 213 US	Variable
	Jun 2016	Billets à moyen terme	Juillet 2023	300	3,69 % ²
	Jun 2016	Billets à moyen terme	Jun 2046	700	4,35 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2026	850 US	4,875 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2019	400 US	3,125 %
	Novembre 2015	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2017	1 000 US	1,625 %
	Octobre 2015	Billets à moyen terme	Novembre 2041	400	4,55 %
	Juillet 2015	Billets à moyen terme	Juillet 2025	750	3,3 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2045	750 US	4,6 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	500 US	1,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	250 US	Variable
	Février 2014	Billets de premier rang non garantis	Mars 2034	1 250 US	4,63 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
	Jun 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	Jun 2018	1 700 US	Variable
ANR PIPELINE COMPANY					
	Jun 2016	Billets de premier rang non garantis	Jun 2026	240 US	4,14 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Avril 2016	Emprunt à terme	Avril 2019	10 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	Septembre 2015	Emprunt à terme non garanti	Octobre 2018	170 US	Variable
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2025	350 US	4,375 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Jun 2015	Emprunt à terme non garanti	Jun 2019	75 US	Variable

¹ Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis sera affecté au remboursement de ces facilités.

² Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du précédent programme d'émission de billets à moyen terme. Les billets ont été émis à prime par rapport à leur valeur nominale, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 2,69 %.

Le produit net des émissions susmentionnées, autres que les facilités de crédit-relais d'acquisition, a servi à des fins générales, à financer notre programme d'investissement et à rembourser la dette existante.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

(en millions de dollars)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Février 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	500 US	Variable
	Janvier 2017	Billets à moyen terme	300	5,1 %
	Novembre 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	3 200 US	Variable
	Octobre 2016	Billets à moyen terme	400	4,65 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	84 US	7,69 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	500 US	Variable
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	750 US	0,75 %
	Août 2015	Débentures	150	11,9 %
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	3,4 %
	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	Débentures	125	11,1 %
	Février 2014	Billets à moyen terme	300	5,05 %
	Janvier 2014	Billets à moyen terme	450	5,65 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Février 2016	Débentures	225	12,2 %
	Juin 2014	Débentures	53	11,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 US	5,09 %

1 Le produit de l'émission d'actions ordinaires réalisée en novembre 2016 et du remboursement par TransCanada du billet à escompte de la société a servi à rembourser en partie la facilité de crédit-relais d'acquisition.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

(en millions de dollars)					
Entité	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Août 2016	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,2}	Août 2076	1 200 US	6,125 % ³
	Mai 2015	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,4}	Mai 2075	750 US	5,875 % ⁵

- 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 aux autres obligations de TCPL. Ils ont été émis à TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés dans les états financiers de TransCanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.
- Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 août 2026, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de rachat.
- Le taux d'intérêt est fixé à 6,125 % par année et sera ajusté au TIOL à trois mois majoré de 4,89 % par année à compter d'août 2026 jusqu'en août 2046; d'août 2046 à août 2076, le taux d'intérêt sera ajusté au TIOL à trois mois majoré de 5,64 % par année.
- Les billets subordonnés de rang inférieur 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.
- Le taux d'intérêt est fixé à 5,875 % par année et sera ajusté au TIOL à trois mois 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 au TIOL à trois mois majoré de 4,528 % par année.

Le 15 août 2016, la fiducie, filiale fiduciaire de financement détenue en propriété exclusive par TCPL, a émis des billets de fiducie pour un montant de 1,2 milliard de dollars US à l'attention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,875 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Le produit de l'émission des billets de fiducie a été prêté à TCPL par le biais de la souscription de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,2 milliard de dollars US, assortis d'un taux initial fixe de 6,125 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %.

En mai 2015, la fiducie a émis des 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 de l'émission des billets de fiducie a été prêté à TCPL par le biais de la souscription de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 750 millions de dollars US, assortis d'un taux initial fixe de 5,875 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %.

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.

Actions ordinaires émises et en circulation

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

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

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

En décembre 2016, la société a émis 2,8 millions d'actions ordinaires additionnelles en faveur de TransCanada pour un produit de 175 millions de dollars.

Rachat d'actions privilégiées

En mars 2014, nous avons racheté nos quatre millions d'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.

TC PipeLines, LP

Programme d'émission d'actions au cours du marché

Aux termes du programme d'émission d'actions au cours du marché de TC PipeLines, LP (le « programme ACM »), cette dernière 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 diminue à chacune des émissions d'actions dans le cadre du programme ACM.

En 2016, 3,1 millions de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 164 millions de dollars US. Au 31 décembre 2016, notre participation dans TC PipeLines, LP avait diminué et s'établissait à 26,8 % en raison des émissions réalisées aux termes du programme ACM.

Par suite de la production tardive d'un formulaire 8-K relatif au personnel auprès de la SEC, en mars 2016, TC PipeLines, LP a perdu son droit d'utiliser la déclaration d'enregistrement qui était alors en vigueur au moment du dépôt de son rapport annuel de 2015. Par conséquent, il a été établi que les acquéreurs des 1,6 million de parts ordinaires qui avaient été émises entre le 8 mars 2016 et le 19 mai 2016 aux termes du programme au cours du marché pourraient avoir un droit de résolution d'un montant égal au prix d'achat payé pour les parts, plus les intérêts prévus par la loi et moins toute distribution versée, au moment de la remise des parts à TC PipeLines, LP. Aucun porteur de parts n'a revendiqué son droit de résolution ni tenté de l'exercer jusqu'à maintenant, et ce droit expire un an après la date d'achat de la part.

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 directe 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 directe résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP pour une contrepartie en trésorerie de 215 millions de dollars US.

Facilités de crédit

Nous avons recours à plusieurs facilités de crédit confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial et nous procurer les liquidités à court terme nécessaires pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise, ainsi qu'à des facilités de crédit-relais d'acquisition qui assurent le financement provisoire de l'acquisition de Columbia. En outre, nous disposons de facilités de crédit à vue qui sont aussi utilisées à des fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégageement de liquidités additionnelles.

Au 31 décembre 2016, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 11,1 milliards de dollars (8,9 milliards de dollars en 2015) et des facilités de crédit-relais d'acquisition de 4,9 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

Montant	Capacité inutilisée	Filiale	Description	Échéance
3 milliards \$	3 milliards \$	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable de TCPL utilisée pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada et à des fins générales	Décembre 2021
2 milliards \$ US	—	TCPL	Engagement de crédit-relais à terme lié à des actifs consortial, confirmé, de rang supérieur pour appuyer l'acquisition de Columbia	Juin 2018
2 milliards \$ US	2 milliards \$ US	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL aux États-Unis	Décembre 2017
1,7 milliard \$ US	—	TCPL USA	Engagement de crédit-relais à terme lié à des actifs consortial, confirmé, de rang supérieur pour appuyer l'acquisition de Columbia	Juin 2018
1 milliard \$ US	0,9 milliard \$ US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2017
1 milliard \$ US	1 milliard \$ US	Columbia	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable contractée pour répondre aux besoins généraux de Columbia et donner accès à des liquidités supplémentaires, garantie par TCPL	Décembre 2017
0,5 milliard \$ US	0,5 milliard \$ US	TAIL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars US de TAIL, garantie par TCPL	Décembre 2017
2,1 milliards \$	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 2016, 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 (0,6 milliard de dollars en 2015).

Financement par emprunts entre parties liées

Les emprunts entre parties liées en cours au 31 décembre 2016 comprennent la facilité de crédit suivante à payer à une société affiliée :

Montant	Description	Échéance
2,4 milliards de dollars	Convention de facilité de crédit non garantie conclue avec TransCanada et utilisée pour rembourser une partie de la dette, alimenter le fonds de roulement et répondre aux besoins généraux de l'entreprise	À vue

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.

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2016 (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	774	774	—	—	—
Dette à long terme (comprend les billets subordonnés de rang inférieur)	44 301	1 838	10 683	4 927	26 853
Contrats de location-exploitation (versements futurs pour divers bureaux, services et matériel, déduction faite des encaissements de sous-location)	1 099	124	222	135	618
Obligations d'achat	6 191	3 602	1 398	397	794
Autres passifs à long terme figurant au bilan	195	19	39	40	97
	52 560	6 357	12 342	5 499	28 362

Dette à long terme

À la fin de 2016, la dette à long terme s'élevait à 40,2 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 3,9 milliards de dollars, comparativement à 31,5 milliards de dollars et 2,4 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2015.

Le total des billets à payer était de 0,8 milliard de dollars à la fin de 2016, contre 1,2 milliard de dollars à la fin de 2015.

Nous nous efforçons d'étaler les échéances de la dette. L'échéance moyenne pondérée de notre dette à long terme est de 17 ans, mais la majeure partie a une échéance supérieure à cinq ans.

Paiements 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 2016 sont indiqués ci-après.

au 31 décembre 2016 (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	29 033	1 940	3 450	2 955	20 688
Billets subordonnés de rang inférieur	7 767	144	289	289	7 045
	36 800	2 084	3 739	3 244	27 733

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 an à 25 ans.

Au 31 décembre 2016, nos engagements comprenaient des paiements futurs liés à notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. À la clôture de la vente de Ravenswood, nos engagements devaient diminuer de 54 millions de dollars pour 2017 et 2018, de 35 millions de dollars pour 2019 et de 106 millions de dollars pour 2022 et par la suite.

Obligations d'achat

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

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations relativement à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts.

Paiements exigibles (par période)¹

au 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Gazoducs au Canada					
Transport par des tiers ²	267	77	102	63	25
Dépenses d'investissement ³	755	737	17	1	—
Autres	2	2	—	—	—
Gazoducs aux États-Unis					
Transport par des tiers ²	925	179	221	136	389
Dépenses d'investissement ³	77	77	—	—	—
Gazoducs au Mexique					
Dépenses d'investissement ³	2 060	1 555	505	—	—
Pipelines de liquides					
Dépenses d'investissement ³	167	167	—	—	—
Autres	30	6	9	6	9
Énergie					
Achats de produits de base	485	245	221	19	—
Dépenses d'investissement ³	510	407	95	8	—
Autres ⁴	720	75	145	129	371
Siège social					
Technologie de l'information et autres	193	75	83	35	—
	6 191	3 602	1 398	397	794

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, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation destinés à des projets d'investissement; ce sont des estimations qui 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 71 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 71 milliards de dollars comprend un montant de 23 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 48 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 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 la mise en place d'un programme d'émission au cours du marché de TransCanada Corporation, au besoin, ou encore des émissions distinctes d'actions ordinaires.

GARANTIES

Bruce Power

Avec notre partenaire d'investissement, BPC Generation Infrastructure Trust, nous avons garanti solidairement l'obligation financière conditionnelle de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie relative à Bruce Power expirera en 2018.

Au 31 décembre 2016, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars. La valeur comptable en est estimée à 1 million de dollars.

Sur de Texas et 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. Les ententes de garantie comprennent des garanties et des lettres de crédit s'inscrivant principalement dans le contexte de l'acheminement du gaz naturel, des services de construction, y compris les conventions d'achat, et du paiement des obligations. La durée de ces garanties s'étend jusqu'à 2040.

Au 31 décembre 2016, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait jusqu'à un maximum de 892 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties se chiffrait à 81 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

Nous nous attendons à capitaliser en 2017 environ 100 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 51 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 20 millions de dollars en faveur du régime à prestations déterminées canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

En 2016, nous avons capitalisé 111 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 8 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 52 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 20 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 2017. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2016 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 a été ramené de 146 millions de dollars en 2015 à 116 millions de dollars en 2016, en raison surtout des rendements plus élevés que nous nous attendons à tirer des actifs du régime accrus.

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 ou de sabotage 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, la sécurité, l'intégrité, la collaboration et la responsabilité, 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. Nous avons aussi élaboré des programmes à l'intention expresse des parties prenantes, qui définissent nos exigences, évaluent les risques et garantissent la conformité aux lois et aux politiques.
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
<p>Cybersécurité</p> <p>Nous dépendons de notre technologie de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique, notamment les données dont nous nous servons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. TCPL, comme d'autres sociétés d'infrastructures énergétiques exerçant des activités dans les mêmes territoires que nous et ailleurs dans le monde, doit toujours composer avec les risques liés à la cybersécurité. Divers événements touchant la cybersécurité pourraient être dirigés contre les entreprises du secteur des infrastructures énergétiques.</p>	<p>Toute atteinte à la sécurité de notre technologie de l'information pourrait entraîner la perte, l'utilisation malveillante ou l'interruption de l'information et de fonctions critiques et être lourde de conséquences pour nos activités d'exploitation, endommager nos actifs, causer des incidents relatifs à la sécurité, dégrader l'environnement, ruiner notre réputation, présenter un désavantage concurrentiel et être source de mesures d'exécution de la réglementation et de litiges potentiels, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives significatives sur nos activités d'exploitation, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.</p>	<p>Nous avons une stratégie de cybersécurité globale conforme aux normes de l'industrie en matière de cybersécurité. Cette stratégie comprend l'évaluation des risques en matière de cybersécurité, la surveillance en continu des réseaux et des autres sources d'information pour déceler les éventuelles menaces visant l'organisation, des plans et des processus complets d'intervention en cas d'incidents et un programme de sensibilisation à la cybersécurité à l'intention des employés. Nous avons souscrit une assurance contre les pertes raisonnablement prévisibles imputables aux dommages causés à nos installations et les pertes subies par d'autres par suite d'un événement touchant la cybersécurité. Toutefois, ces garanties d'assurance ne couvrent pas les pertes pouvant découler d'un événement touchant la cybersécurité qui, sans entraîner de dommages matériels à nos installations, en empêcherait l'exploitation.</p>

Santé, sécurité et environnement

Le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement (le « comité SSE ») du conseil d'administration de TCPL (le « conseil ») supervise le risque opérationnel, la sécurité des personnes et des processus, la sécurité du personnel et les risques environnementaux et veille au respect de notre politique de SSE par des rapports réguliers de la direction. Notre système de gestion définit un cadre de gestion des enjeux de SSE qui nous permet de saisir, d'organiser, de documenter, de suivre et d'améliorer nos politiques, programmes et procédures en la matière.

Notre système de gestion de SSE 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 divers autres systèmes de gestion internes. Il suit un cycle d'amélioration continue articulé en quatre volets principaux :

- la planification – évaluation du risque et de la réglementation, objectifs et cibles, structure et responsabilités;
- la mise en application – conception et mise en application des programmes, plans, procédures et pratiques visant la gestion du risque opérationnel;
- l'évaluation – gestion des documents et des registres, communication et production de rapports;
- l'action – audit et examen constants de la performance en matière de SSE.

Le comité SSE examine la performance en SSE et la gestion des risques. Il reçoit des rapports détaillés sur :

- la gouvernance générale de la société en matière de SSE;
- la performance d'exploitation et l'entretien préventif;
- les programmes visant l'intégrité des actifs;
- le degré de préparation aux situations d'urgence, les mesures d'intervention 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 SSE 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 de notre personnel, des entrepreneurs et du public 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 2016, nous avons engagé 809 millions de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit 6 millions de dollars de plus qu'en 2015. Les dépenses consacrées à l'intégrité en 2016 tenaient compte des actifs obtenus dans le cadre de l'acquisition de Columbia réalisée en 2016 de même que des travaux de réparation en 2016 d'une fuite du réseau d'oléoducs Keystone et de la remise en état du pipeline dégradé, dans le Dakota du Sud. Les dépenses consacrées à l'intégrité des pipelines fluctuent en fonction des évaluations annuelles du risque que représentent les réseaux ainsi que de l'étude des renseignements obtenus lors de récentes inspections et activités de maintenance. 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.

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 énergétiques offerts à nos clients.

Les principaux risques environnementaux que nous encourons ont trait :

- à l'évolution de la réglementation et aux coûts associés à nos émissions de polluants 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;
- à la conformité et à l'adhésion aux exigences et politiques d'entreprise et de réglementation et aux nouveaux règlements.

Ainsi qu'il est décrit sous la rubrique « Interruption des activités » ci-dessus, nous avons établi un ensemble de procédures afin de pouvoir gérer nos interventions en cas de catastrophes naturelles et de sinistres tels que des incendies de forêt, des tornades, des tremblements de terre, des inondations, des éruptions volcaniques et des ouragans. Ces procédures font partie de notre programme de gestion des urgences. 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 éventuels effets négatifs 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.

Grâce à la mise en application de notre programme environnemental, 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 très ardu 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 2016, nous avons inscrit environ 39 millions de dollars relativement à ces obligations (32 millions de dollars en 2015), 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 périodiquement ces réserves 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, y compris des politiques de tarification. En 2016, nous avons comptabilisé des charges de 62 millions de dollars (59 millions de dollars en 2015) à l'égard des programmes de tarification des GES. Diverses initiatives ayant pour but la réduction des émissions de GES par des moyens directs ou indirects sont en cours d'élaboration ou de révision dans toute l'Amérique du Nord au niveau fédéral, régional, étatique et provincial. Nous surveillons de près ces initiatives nouvelles ou en voie de modification et formulons des commentaires à l'intention des organismes de réglementation à leur sujet. Nous prévoyons que, pour la plupart, nos installations seront visées par une réglementation ou une autre en vue de la gestion des émissions de GES.

Politiques en vigueur

- En 2015, l'Environmental Protection Agency des États-Unis a publié des règlements sur les émissions fugitives de méthane visant les postes de compression nouveaux ou modifiés dans le secteur du transport et du stockage de gaz naturel. Nous continuerons de suivre l'évolution de cette affaire.
- La Colombie-Britannique impose une taxe sur les émissions de GES provenant de la consommation de combustibles fossiles. Nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits payés par les clients.
- 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 gazoducs et nos actifs énergétiques, y compris les CAE de Sundance et de Sheerness jusqu'au 7 mars 2016, sont assujettis au règlement SGER. Nous recouvrons les coûts de conformité relatifs à nos gazoducs à même les droits payés par les clients. Une partie des coûts de conformité de nos actifs énergétiques sont recouverts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture. En 2016, nous avons annoncé notre intention de résilier les CAE en Alberta; le transfert à l'Alberta Balancing Pool a eu lieu le 10 janvier 2017.
- Le Québec et la Californie ont élaboré des programmes de plafonnement et d'échange des GES rattachés au marché des émissions de GES de la Western Climate Initiative (« WCI »). Au Québec, la centrale de cogénération de Bécancour doit compenser ses émissions de GES. 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 gazières du réseau principal au Canada qui traversent le Québec sont également assujetties à ce programme et ont acheté des instruments de conformité. En Californie, TCPL doit engager des coûts liés au programme de plafonnement et d'échange en ce qui a trait à ses activités de commercialisation d'électricité.
- 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. Nous prévoyons procéder à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis au premier semestre de 2017, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation et de l'obtention des autres autorisations nécessaires.

Politiques à venir

- Des programmes à venir, conçus par les législateurs et les organismes de réglementation, pourraient imposer des limites importantes aux émissions de GES de l'ensemble de nos installations, y compris le méthane.
- Le gouvernement du Canada a présenté un plan fédéral visant la mise en place d'un cadre de tarification des émissions de carbone dans tous les territoires de compétence canadiens dès 2018. Ce plan pourrait étendre à la Saskatchewan, au Manitoba et au Nouveau-Brunswick les lieux où les émissions de GES de TCPL sont assujetties à un règlement sur la tarification et entrent dans le spectre des modifications de la réglementation sur les GES que nous avons déjà prévues.

- Le gouvernement de l'Alberta a annoncé en 2015 une nouvelle politique sur les changements climatiques, le Climate Leadership Plan (« CLP »). Cette politique est appelée à remplacer le règlement SGER en proposant dès 2018 un barème de tarification des GES fondé sur des normes de performance. La redevance sur le carbone de l'Alberta, instituée en janvier 2017, est une autre composante du CLP. Les installations visées par les exigences du règlement SGER ou des normes de performance en sont exonérées.
- L'Ontario a institué son programme de plafonnement et d'échange dans le cadre de la WCI le 1^{er} janvier 2017. Les actifs du réseau principal au Canada qui traversent la province de même que Bruce Power LP sont tenus par la loi de participer à ce programme.
- En septembre 2016, l'État de Washington s'est doté de normes d'émission afin de plafonner et de réduire les émissions de GES provenant de certaines sources stationnaires. Les postes de compression de Gas Transmission Northwest, dans l'État de Washington, pourraient être visés par ces normes dès 2017.

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 évaluons les contrats auxquels nous recourons pour gérer le risque de marché afin de déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats d'instruments dérivés qui contribuent à la gestion du risque de marché sont notamment les 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 d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. 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.

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

Étant donné que nous dégageons des produits et engageons des charges qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien, notre résultat et nos flux de trésorerie sont exposés aux fluctuations du change.

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

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

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

2016	1,33
2015	1,28
2014	1,10

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 3 pour obtenir un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre	2016	2015	2014
(en millions de dollars US)			
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis	970	569	502
BAII comparable des gazoducs au Mexique	218	132	119
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	493	633	561
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	291	309	264
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	181	137	67
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(1 127)	(911)	(854)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	22	109	154
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	189	16	137
	1 237	994	950

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.

La juste valeur 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)	2016		2015	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de taux d'intérêt et de devises en dollars US (échéant de 2017 à 2019) ²	(425)	2 350 US	(730)	3 150 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2017)	(7)	150 US	50	1 800 US
	(432)	2 500 US	(680)	4 950 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net consolidé comprenait en 2016 des gains réalisés nets de 6 millions de dollars (gains de 8 millions de dollars en 2015) 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

Le montant nominal ainsi que la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars américains désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

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

Risque de crédit lié aux contreparties

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

- aux débiteurs;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie;
- 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 2016, 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 200 millions de dollars (149 millions de dollars US) au 31 décembre 2016 (248 millions de dollars (179 millions de dollars US) en 2015). 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. Se reporter à la rubrique « Situation financière » à la page 79 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 ou nos résultats d'exploitation consolidés. Nous ne sommes au courant d'aucune possibilité d'action en justice, autre que celle décrite à la page 52 concernant Keystone XL, qui aurait des conséquences importantes sur notre situation financière consolidée ou nos résultats d'exploitation consolidés.

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 2016, comme 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 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 2016 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 2016, le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Notre évaluation n'a pas porté sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Columbia, société acquise le 1^{er} juillet 2016. La décision d'exclure Columbia de la portée de notre évaluation l'année de son acquisition est conforme aux directives de la SEC et considérée comme une pratique courante pour les entités récemment acquises.

Les actifs attribuables à Columbia au 31 décembre 2016 représentaient environ 13 % du total de notre actif à la même date, et les produits attribuables à Columbia pour la période allant du 1^{er} juillet 2016 au 31 décembre 2016 correspondent à environ 7 % du total de nos produits pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

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 2016 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

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière comprend maintenant les systèmes, les processus et les contrôles de Columbia de même que des contrôles additionnels que nous avons conçus afin de consolider de façon exacte et exhaustive les résultats de Columbia. Mis à part ces changements, 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)	2016	2015
Actifs réglementaires		
Actif à long terme	1 322	1 184
Actif à court terme (inclus dans les autres actifs à court terme)	33	85
Passifs réglementaires		
Passif à long terme	2 121	1 159
Passif à court terme (inclus dans les créditeurs et autres)	178	44

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 2016, les pertes de la valeur suivantes ont été comptabilisées :

- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition correspondant à la totalité de la valeur comptable de l'écart d'acquisition de Ravenswood, soit 656 millions de dollars après les impôts;
- une charge de 244 millions de dollars après les impôts se rapportant à la résiliation des CAE en Alberta.

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 et des projets connexes;
- une perte de 43 millions de dollars après les impôts au titre d'un équipement de turbine du secteur de l'énergie.

Résiliation des CAE en Alberta

Le 7 mars 2016, nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation de nos CAE de Sheerness et de Sundance A. Ces conventions renferment une disposition qui autorise les acheteurs à résilier une CAE si une modification législative rend cette dernière non rentable ou encore moins rentable. En raison de récentes modifications apportées au règlement SGER de l'Alberta, nous prévoyons que les coûts liés aux émissions de carbone continueront d'augmenter pendant toute la durée à courir des CAE, qui seront de ce fait encore moins rentables. C'est pourquoi nous avons comptabilisé en 2016 une charge de dépréciation hors trésorerie de 155 millions de dollars après les impôts, qui représente la valeur comptable des CAE. Au règlement définitif de la résiliation des CAE en Alberta, en décembre 2016, nous avons transféré à l'Alberta Balancing Pool un ensemble de crédits environnementaux qui devaient servir à compenser les coûts des émissions relatifs aux CAE et comptabilisé une charge hors trésorerie de 68 millions de dollars après les impôts correspondant à la valeur comptable de ces crédits environnementaux.

Nous avons aussi comptabilisé dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation une charge de 21 millions de dollars après les impôts représentant la valeur comptable de notre participation dans ASTC Partnership.

Keystone XL

Au 31 décembre 2016, nous avons examiné notre participation résiduelle dans Keystone XL et les projets connexes d'une valeur comptable de 526 millions de dollars (621 millions de dollars en 2015) et n'avons trouvé aucun événement ou changement de circonstances indiquant que la valeur comptable pouvait ne pas être recouvrable.

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.

La juste valeur estimative des immobilisations corporelles au 31 décembre 2015 était fondée sur le prix qui aurait été obtenu pour la vente des actifs dans leur état d'alors. Les principales hypothèses utilisées pour calculer le prix de vente incluent une période de cession estimative de deux ans et la conjoncture alors morose du secteur de l'énergie. L'évaluation prenait en compte divers prix de vente possibles qui dépendaient des différents marchés où les actifs pourraient être cédés.

La juste valeur estimative des terminaux au 31 décembre 2015 a été déterminée au moyen de l'approche des flux de trésorerie actualisés en tant que mesure de la juste valeur. 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 correspondait à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative 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.

Par suite de renseignements obtenus lors du processus de monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, il a été établi que la juste valeur de Ravenswood n'était plus supérieure à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été déterminée à l'aide d'une combinaison de méthodes, dont une approche fondée sur les flux de trésorerie actualisés et une fourchette des contreparties qui pourraient être obtenues de la vente. Les flux de trésorerie attendus ont été actualisés selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque, ce qui a permis d'en déterminer la juste valeur. Étant donné l'issue de ce processus, nous avons comptabilisé dans le secteur de l'énergie une charge au titre de la dépréciation de l'écart d'acquisition correspondant à la totalité de la valeur comptable de l'écart d'acquisition se rapportant à Ravenswood, soit 1 085 millions de dollars (656 millions de dollars après les impôts). Cette charge a été comptabilisée avant le reclassement dans les actifs destinés à la vente.

La juste valeur estimative de l'entreprise de transport de gaz naturel de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. L'évaluation la plus récente de la juste valeur de cette unité d'exploitation a été effectuée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés. Les hypothèses employées dans cette analyse portant sur la capacité de Great Lakes à réaliser sa valeur à long terme sur le marché nord-américain de l'énergie comprenaient notamment l'incidence de l'évolution de l'approvisionnement en gaz naturel sur ce marché et la modification des possibilités qui s'offrent à nous d'accroître l'utilisation de Great Lakes, telles que nous les entrevoyons. Bien que les conditions changeantes sur le marché et d'autres facteurs influant sur la performance financière à long terme de Great Lakes soient restés relativement stables, il est possible que la réduction des flux de trésorerie prévisionnels ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes. Notre quote-part de cet écart d'acquisition, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 386 millions de dollars US au 31 décembre 2016 (386 millions de dollars US en 2015).

Au 31 décembre 2016, la juste valeur estimative d'ANR dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. La juste valeur de cette unité d'exploitation a été évaluée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés. Les hypothèses employées dans cette analyse portant sur la capacité d'ANR à réaliser sa valeur à long terme concernent les tendances que suit la valeur des services de stockage offerts par l'unité d'exploitation, la croissance constante de ses actifs et le dénouement favorable des dossiers tarifaires à venir. Par suite de l'évolution incessante du contexte commercial, nous avons revu à la baisse les prévisions à long terme portant sur les flux de trésorerie de l'unité d'exploitation comparativement aux flux de trésorerie 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 autres hypothèses clés donnent lieu à une dépréciation future visant une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à ANR. Le solde de cet écart d'acquisition se chiffrait à 1,9 milliard de dollars US (1,9 milliard de dollars US en 2015) au 31 décembre 2016.

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 montants à recevoir de sociétés affiliées, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les montants à payer à des sociétés affiliées, les intérêts courus et les autres passifs à long terme 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 recouverts ou remboursés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés 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)	2016	2015
Autres actifs à court terme	376	442
Actifs incorporels et autres actifs	133	168
Créditeurs et autres	(607)	(926)
Autres passifs à long terme	(330)	(625)
	(428)	(941)

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 2016				
(en millions de dollars)	Total de la juste valeur	2017	2018 et 2019	2020 et 2021
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction				
Actif	480	362	103	15
Passif	(486)	(368)	(115)	(3)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Actif	29	14	15	—
Passif	(451)	(239)	(212)	—
	(428)	(231)	(209)	12

Gains et pertes non réalisés et réalisés 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)	2016	2015
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base ²	123	(37)
Change	25	(21)
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	(204)	(151)
Change	62	(112)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	(167)	(179)
Change	(101)	—
Taux d'intérêt	4	8

1 Les montants nets des gains et 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 Après que nous avons annoncé, en mars 2016, notre intention de vendre les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, des pertes de 49 millions de dollars et des gains de 7 millions de dollars (néant en 2015) ont été comptabilisés dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération sous-jacente ne se produirait pas en raison de la vente à venir.

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, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

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

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

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

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

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 2016, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 19 millions de dollars (32 millions de dollars en 2015), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant en 2015). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2016, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 19 millions de dollars (32 millions de dollars en 2015). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

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 2016

Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats

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

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation. Ces directives obligent désormais les entités à réévaluer si elles doivent consolider certaines entités juridiques et elle élimine la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont pas modifié nos conclusions concernant la consolidation. Les informations à fournir selon les nouvelles directives figurent dans les notes afférentes aux 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 lié à la dette connexe, comme le sont les escomptes ou les primes relatifs aux titres d'emprunt. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et ont entraîné un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt auparavant comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, afin de les porter en réduction de leur passif correspondant au bilan consolidé.

Regroupements d'entreprises

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

Classement de certaines entrées et sorties de trésorerie

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

Modifications comptables futures

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits tirés des contrats conclus avec des clients. Les directives actuelles permettent la constatation des produits d'exploitation lorsque certains critères sont réunis. Les nouvelles directives exigeront qu'une entité constate les produits d'exploitation conformément à un modèle à cinq étapes. Ce modèle reflète le transfert des biens ou services promis aux clients selon un montant qui tient compte de la contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit, pendant la durée du contrat, en échange de la fourniture de ces biens ou services. Nous adopterons la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2018. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer la nouvelle norme :

1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou 2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application.

Nous évaluons actuellement les deux méthodes d'adoption dans le cadre de notre analyse. Nous avons dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives et nous avons entrepris une analyse de chaque contrat ou groupe de contrats afin de déterminer les différences importantes qui découleront de la mise en œuvre de la nouvelle norme et son incidence sur les produits d'exploitation. À mesure que se poursuit notre analyse des contrats, nous quantifierons aussi l'incidence, le cas échéant, sur les produits d'exploitation des périodes précédentes.

Nous apporterons en outre tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant aux obligations d'information de la nouvelle norme. Comme nous sommes actuellement à évaluer l'incidence de ces directives, nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon les nouvelles directives, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de cette mise à jour, au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. La valeur de réalisation nette représente le prix de vente estimatif dans le cadre normal des activités, moins les coûts raisonnablement prévisibles de l'achèvement, de la sortie et du transport. Ces nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et s'appliqueront de manière prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, nous sommes aussi tenus d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Contrats de location

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

Dérivés et instruments de couverture

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les exigences pour évaluer si les options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé conditionnelles pouvant accélérer le remboursement du capital des instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées aux instruments d'emprunt hôtes. Selon ces nouvelles directives, seule une évaluation de la séquence de décision en quatre étapes prévue par les PCGR est nécessaire pour déterminer si les caractéristiques économiques et les risques des options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé sont clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques. Ces nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. Nous ne prévoyons pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient la transition à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Le cas échéant, lorsqu'une augmentation d'une participation est admissible à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation, les nouvelles directives éliminent l'exigence relative à l'application rétroactive de cette méthode. Les nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et seront appliquées de façon prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Paiements à base d'actions versés aux salariés

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements à base d'actions versés aux salariés, notamment en ce qui concerne les incidences fiscales de ces paiements, le classement des attributions en capitaux propres ou en passif et leur classement dans l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives permettent aussi aux entités de retenir la convention comptable de leur choix : elles pourront soit continuer à estimer le nombre total d'attributions pour lesquelles la période de service exigée ne sera pas accomplie, soit comptabiliser les extinctions au moment où elles surviendront. Ces nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Consolidation

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation des participations détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Les nouvelles directives modifient les exigences de consolidation : si un seul décideur est tenu de déterminer s'il est le principal bénéficiaire d'une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV »), il ne doit tenir compte que de sa quote-part de la participation indirecte dans l'EDDV détenue par l'intermédiaire d'une partie liée sous contrôle commun. Les nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017, et nous ne nous attendons pas à ce que leur adoption ait une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intraentités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à un transfert intraentités au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. L'adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Liquidités soumises à des restrictions

En novembre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions figurant à l'état des flux de trésorerie. Selon les nouvelles directives, les variations du total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant des liquidités soumises à des restrictions ou des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions, doivent être expliquées à l'état des flux de trésorerie au cours de la période où elles se sont produites. Ces montants seront inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des totaux d'ouverture et de clôture à l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, seront appliquées de façon rétrospective. L'adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU BAI COMPARABLE AU BÉNÉFICE SECTORIEL

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2016	2015	2014
BAIIA comparable			
Gazoducs - Canada	2 246	2 258	2 275
Gazoducs - États-Unis	1 683	974	767
Gazoducs - Mexique	333	215	164
Pipelines de liquides	1 166	1 309	1 046
Énergie	1 289	1 260	1 333
Siège social	(70)	(108)	(64)
BAIIA comparable	6 647	5 908	5 521
Amortissement	(1 939)	(1 765)	(1 611)
BAII comparable	4 708	4 143	3 910
Postes particuliers :			
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	(1 085)	—	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	(844)	—	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	(332)	—	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(179)	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(52)	—	—
Coûts de restructuration	(22)	(99)	—
Perte sur la vente de TC Offshore	(4)	(125)	—
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	(3 686)	—
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
Activités de gestion des risques ¹	123	(37)	(53)
Bénéfice sectoriel	2 313	101	3 931

1 exercices clos les 31 décembre			
(non audité, en millions de dollars)	2016	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	4	(8)	(11)
Installations énergétiques aux États-Unis	113	(30)	(55)
Liquides	(2)	—	—
Stockage de gaz naturel	8	1	13
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	123	(37)	(53)

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

(en millions de dollars)

2016	T4	T3	T2	T1
Produits	3 619	3 632	2 751	2 503
(Perte nette) bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	(334)	(118)	497	276
Résultat comparable	650	639	395	518

2015	T4	T3	T2	T1
Produits	2 851	2 944	2 631	2 874
(Perte nette) bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	(2 436)	424	454	412
Résultat comparable	475	462	422	490

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 les secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique, 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 2016 sont exclus :

- une charge de 870 millions de dollars après les impôts se rapportant à la perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente qui comprend une perte de 863 millions de dollars après les impôts sur les actifs combinés d'énergie thermique et éolienne destinés à la vente et des coûts de 7 millions de dollars après les impôts relatifs à la monétisation;
- une perte additionnelle de 68 millions de dollars après les impôts sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE en Alberta;
- une charge de 67 millions de dollars après les impôts correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui comprend un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à l'acquisition et des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 23 millions de dollars;
- une charge après les impôts de 18 millions de dollars comptabilisée au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de restructuration de 6 millions de dollars après les impôts se rapportant aux pertes futures supplémentaires 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.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2016 sont exclus :

- une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- les coûts liés à l'acquisition de Columbia, dont une charge de 67 millions de dollars après les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste, aux indemnités de cessation d'emploi et aux frais d'intégration;
- des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers de l'usine et du matériel du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation du quatrième trimestre de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 3 millions de dollars après les impôts relatifs à la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de 10 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 10 millions de dollars après les impôts au titre des charges de restructuration liées principalement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- une charge de 26 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 6 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;

- une perte supplémentaire de 3 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore, conclue le 31 mars 2016.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2015 étaient 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 a eu lieu au 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 étaient exclus 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.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2016	2015
Gazoducs – Canada	379	423
Gazoducs – États-Unis	416	99
Gazoducs – Mexique	105	41
Pipelines de liquides	218	(3 416)
Énergie	(571)	77
Siège social	(71)	(144)
Total du bénéfice (de la perte) sectoriel(le)	476	(2 920)
Intérêts débiteurs	(558)	(386)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	97	91
Intérêts créditeurs et autres	(11)	(6)
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	4	(3 221)
(Charge) recouvrement d'impôts	(270)	646
Perte nette	(266)	(2 575)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(68)	139
Perte nette attribuable aux participations assurant le contrôle et à l'actionnaire ordinaire	(334)	(2 436)

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, la perte nette attribuable à l'actionnaire ordinaire a diminué de 2 102 millions de dollars pour se chiffrer à 334 millions de dollars comparativement à la même période en 2015.

Les résultats de 2016 comprennent :

- une charge de 870 millions de dollars après les impôts se rapportant à la perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente, qui comprend une perte de 863 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et des coûts de 7 millions de dollars après les impôts relatifs à la monétisation;
- une perte additionnelle de 68 millions de dollars après les impôts sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- une charge de 67 millions de dollars après les impôts correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui comprend un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à l'acquisition et des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 23 millions de dollars;
- une charge après les impôts de 18 millions de dollars au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de restructuration de 6 millions de dollars après les impôts se rapportant aux pertes futures supplémentaires 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'efficacité de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble.

Les résultats de 2015 comprenaient :

- 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 a eu lieu au 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'efficacité 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.

La perte nette 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.

Rapprochement de la perte nette et du résultat comparable

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2016	2015
Perte nette attribuable à l'actionnaire ordinaire	(334)	(2 436)
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	870	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	68	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	67	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	18	—
Coûts de restructuration	6	60
Perte sur la vente de TC Offshore	—	86
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	2 891
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)
Activités de gestion des risques ¹	(45)	3
Résultat comparable	650	475

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	1	(1)
Installations énergétiques aux États-Unis	97	(8)
Commercialisation des liquides	4	—
Stockage de gaz naturel	(1)	(1)
Change	(23)	4
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(33)	3
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	45	(3)

Résultat comparable

Le résultat comparable a augmenté de 175 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période en 2015.

L'augmentation du résultat comparable en 2016 est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat tiré des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat supplémentaire provenant de Columbia après son acquisition, le 1^{er} juillet 2016, et à l'augmentation des produits de transport d'ANR provenant de la hausse des tarifs entrée en vigueur le 1^{er} août 2016;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt et à la diminution des intérêts capitalisés;
- la hausse du résultat des gazoducs au Mexique, essentiellement grâce aux produits dégagés par le gazoduc Topolobampo depuis juillet 2016;
- le recul du résultat des pipelines de liquides découlant l'incidence nette de la diminution des volumes sur Marketlink et de la hausse des volumes sur l'oléoduc Keystone;
- le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la hausse des prix réalisés sur les volumes produits et de la résiliation des CAE en Alberta;
- le résultat supérieur des activités de stockage de gaz naturel en raison de l'élargissement des écarts sur les prix réalisés sur le stockage.

Le raffermissement du dollar américain au cours de la période écoulée depuis le début de l'exercice par rapport à la même période en 2015 a eu un effet positif sur les résultats libellés en devises de nos entreprises aux États-Unis et au Mexique lors de leur conversion, de même que les gains réalisés sur les opérations de couverture du change utilisées pour gérer notre exposition. Toutefois, cet effet a été annulé en partie par une hausse correspondante des intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs – Canada

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada ont diminué de 44 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 16 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à celui de la même période de 2015, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée et du bénéfice incitatif au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration comptabilisé en 2016.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015, principalement grâce à la hausse des revenus incitatifs, en partie annulée par une base d'investissement moyenne moindre et l'accroissement des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2016.

L'amortissement a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015, principalement en raison des nouvelles installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2016.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 317 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période de 2015 essentiellement grâce à l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel du trimestre clos le 31 décembre 2016 comprend une charge de 11 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par suite de l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel du trimestre clos le 31 décembre 2015 comprenait une provision pour perte de 125 millions de dollars avant les impôts (86 millions de dollars après les impôts) liée à la conclusion de la convention de décembre 2015 visant la vente de TC Offshore, qui a eu lieu au début de 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis du trimestre clos le 31 décembre 2016 a augmenté de 213 millions de dollars US par rapport à celui de la même période de 2015. Il s'agit de l'effet net découlant des éléments suivants :

- le résultat de Columbia, à hauteur de 186 millions de dollars US, après l'acquisition réalisée le 1^{er} juillet 2016;
- l'augmentation des produits tirés du transport dégagés par ANR en raison de la hausse des tarifs faisant suite au règlement tarifaire qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016, de l'accroissement des produits tirés du transport de l'axe principal sud-est et de la diminution des travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des ventes de produits de base connexes;
- la diminution des revenus de transport de Great Lakes.

L'amortissement a augmenté de 60 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période de 2015, principalement en raison de l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et de la hausse du taux d'amortissement d'ANR après le règlement tarifaire entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a augmenté de 64 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015. Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique est l'équivalent du BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 49 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à celui de 2015, en raison de l'incidence nette :

- du résultat supplémentaire dégagé par Topolobampo. La construction du projet Topolobampo a subi un retard qui, selon les modalités du contrat de transport conclu avec la CFE, est considéré comme un événement de force majeure, et des dispositions permettent le recouvrement et la comptabilisation de produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016;
- du résultat supplémentaire de Mazatlán. La construction est terminée, et le recouvrement et la comptabilisation de produits conformément aux modalités du contrat de transport ont commencé en décembre 2016.

L'amortissement a augmenté de 4 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015 en raison du début de l'amortissement du gazoduc Topolobampo.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 3 634 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015. Il comprenait une charge avant les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont passés en charges en attendant l'avancement du projet, et des pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides. La perte sectorielle de 2015 comprenait une charge de dépréciation avant les impôts de 3 686 millions de dollars liée à Keystone XL et aux projets connexes découlant du refus du permis présidentiel aux États-Unis. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. Le reliquat du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides équivaut au BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a diminué de 34 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à celui de la même période de 2015. La diminution est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des volumes sur Marketlink;
- l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport grandissant de l'entreprise de commercialisation des liquides;
- la réduction des activités d'expansion des affaires.

L'amortissement a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015 en raison de la mise en service de nouvelles installations.

Énergie

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 648 millions de dollars pour s'établir à une perte sectorielle de 571 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015. Il comprend les postes particuliers suivants :

- une perte de 839 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente, qui comprend une perte de 829 millions de dollars avant les impôts sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne destinés à la vente et des coûts de 10 millions de dollars avant les impôts relatifs à la monétisation;
- une perte de 92 millions de dollars avant les impôts sur le transfert des crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE en Alberta;
- une perte de 59 millions de dollars avant les impôts en 2015 au titre de la perte de valeur d'un équipement de turbine précédemment acheté pour un nouveau projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé;
- une charge de 36 millions de dollars avant les impôts en 2015 liée au règlement de la dette de Bruce Power en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés aux 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	
	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	1	(1)
Installations énergétiques aux États-Unis	97	(8)
Stockage de gaz naturel	(1)	(1)
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	97	(10)

Les écarts observés sur ces gains et pertes non réalisés reflètent l'incidence des changements sur les prix à terme pour le gaz et l'énergie et le volume de 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.

Après avoir annoncé, le 17 mars 2016, notre intention de monétiser notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons dû cesser d'appliquer la comptabilité de couverture à certaines couvertures de flux de trésorerie. Ce changement, de même que le volume accru de nos activités de gestion des risques provoqué par l'élargissement de notre clientèle sur le marché de PJM, a contribué à l'augmentation de la volatilité des activités de gestion des risques des installations énergétiques aux États-Unis.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a augmenté de 35 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, essentiellement un effet net :

- du résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la hausse des prix réalisés sur les volumes produits et de la résiliation des CAE en Alberta;
- de la hausse du résultat des installations de stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage réalisés.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a augmenté de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison surtout de la hausse des prix réalisés sur les volumes produits et de la résiliation des CAE en Alberta.

Le BAIIA comparable pour les installations énergétiques de l'Est a reculé de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015.

Le BAIIA comparable de Bruce Power est demeuré stable pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, principalement en raison de l'accroissement de notre participation et de la hausse des prix réalisés, en partie annulés par la baisse des volumes découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation en 2015.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a baissé de 6 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période en 2015, principalement en raison de l'incidence nette :

- de la diminution des produits tirés de la capacité attribuable à la baisse des prix de capacité réalisés dans la région de New York, en partie compensée par la comptabilisation d'indemnités d'assurance à Ravenswood;
- des indemnités d'assurance comptabilisées en 2015 liées à l'arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood qui s'est produit en 2008;
- du résultat supérieur découlant de l'acquisition de la centrale Ironwood le 1^{er} février 2016;
- des marges plus élevées et de 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 a augmenté de 14 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, principalement en raison de l'augmentation des produits tirés du stockage pour des tiers découlant de l'accroissement des écarts sur les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel.

La perte du secteur Siège social a diminué de 73 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la période correspondante de 2015 et comprend les postes particuliers suivants, exclus du BAII comparable :

- les coûts d'acquisition et d'intégration associés à l'acquisition de Columbia;
- les coûts de restructuration liés aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Le BAIIA comparable de 2015 tenait compte de la portion de nos coûts de restructuration qui avait été recouvrée par le truchement de nos mécanismes de tarification. L'accroissement de l'amortissement du siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, par rapport à 2015, découle des entrées d'immobilisations corporelles du siège social en 2016, notamment celles de Columbia.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	barils par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
km	kilomètre
KW-M	kilowatts par mois
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
TJ/j	térajoules par jour

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.
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
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
triangle de l'Est	Tronçon du réseau principal au Canada compris entre North Bay, Toronto et Montréal.

Termes comptables

CATR	Comptabilité des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
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

ALENA	Accord de libre-échange nord-américain
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia, or Energy Regulatory Commission (Mexique)
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)
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
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
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité