

Rapport de gestion

Le 19 février 2014

Le rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

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 2013, 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	4
• Trois entreprises essentielles	4
• Stratégie à long terme	7
• Points saillants des résultats financiers de 2013	9
• Perspectives	14
• Mesures non conformes aux PCGR	15
GAZODUCS	19
OLÉODUCS	35
ÉNERGIE	45
SIÈGE SOCIAL	68
SITUATION FINANCIÈRE	70
AUTRES RENSEIGNEMENTS	79
• Risques et gestion des risques	79
• Contrôles et procédures	86
• Attestations du chef de la direction et du chef des finances	87
• Estimations comptables critiques	87
• Instruments financiers	90
• Modifications comptables	94
• Résultats trimestriels	95
GLOSSAIRE	102

Au sujet de la présente publication

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

Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 102.

Tous les renseignements sont en date du 19 février 2014 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

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

Les énoncés prospectifs se fondent sur certaines hypothèses ainsi que sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » et d'autres termes semblables.

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

- les perspectives commerciales;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, dont la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futur à notre disposition;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les échéanciers projetés à l'égard des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats escomptés;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage;
- les prévisions de dépenses en immobilisations et d'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, risques et 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 sont soumises aux risques et incertitudes suivants :

Hypothèses

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

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

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre les initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés;
- le rendement d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par notre entreprise pipelinrière;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques de base;
- 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 procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage;
- le rendement de nos contreparties;
- les changements liés aux circonstances politiques;
- les changements aux lois et règlements environnementaux et autres;
- les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- l'accès aux marchés financiers;
- les taux d'intérêt et les taux de change;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les avancées technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

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

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Pour obtenir des renseignements sur d'autres données financières consolidées de TransCanada pour les trois derniers exercices, voir la rubrique « Renseignements complémentaires » qui commence à la page 175.

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

Au sujet de la société

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

TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

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

Le portefeuille d'actifs énergétiques de 54 milliards de dollars permet de répondre aux besoins de gens qui se fient à nous pour les approvisionner chaque jour en électricité de manière sécuritaire et fiable. Nous menons nos activités d'exploitation dans sept provinces canadiennes, dans 31 États américains, au Mexique et dans trois pays de l'Amérique du Sud.

Gazoducs

Gazoducs au Canada

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

Gazoducs aux États-Unis

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

Gazoducs au Mexique

14 Guadalajara	—
15 Tamazunchale	—

En construction

16 Gazoduc de Mazatlan	---
17 Prolongement du gazoduc de Tamazunchale	---
18 Gazoduc de Topolobampo	---

En cours d'aménagement

19 Gazoduc de GNL de l'Alaska	
20 Coastal GasLink	
21 Projet gazier de Prince Rupert	
22 Réseau principal North Montney	

Oléoducs

Oléoducs canado-américains

23 Réseau d'oléoducs Keystone	—
-------------------------------	---

En construction

24 Installation de réception Marketlink de Cushing	●
25 Latéral et terminal de Houston	---
26 Terminal de Keystone à Hardisty	●

En cours d'aménagement

27 Installation de réception Marketlink de Bakken	●
28 Oléoduc Grand Rapids	
29 Keystone XL	
30 Oléoduc Northern Courier	
31 Oléoduc Heartland	
32 Terminaux de TC	●
33 Oléoduc Énergie Est	

Énergie

Canada – Installations énergétiques de l'Ouest

34 Bear Creek	⚡
35 Cancarb	⚡
36 Carseland	⚡
37 Coolidge ¹	⚡
38 Mackay River	⚡
39 Redwater	⚡
40 CAE de Sheerness	🏠
41 CAE de Sundance A	🏠
41 CAE de Sundance B	🏠

Canada – Installations énergétiques de l'Est

42 Bécancour	⚡
43 Cartier énergie éolienne	🌬
44 Grandview	⚡
45 Halton Hills	⚡
46 Portland Energy	⚡
47 Énergie solaire en Ontario (4 centrales)	☀

Bruce Power

48 Bruce A	⚡
48 Bruce B	⚡

Installations énergétiques aux États-Unis

49 Parc éolien de Kibby	🌬
50 Ocean State Power	⚡
51 Ravenswood	⚡
52 TC Hydro	🌊

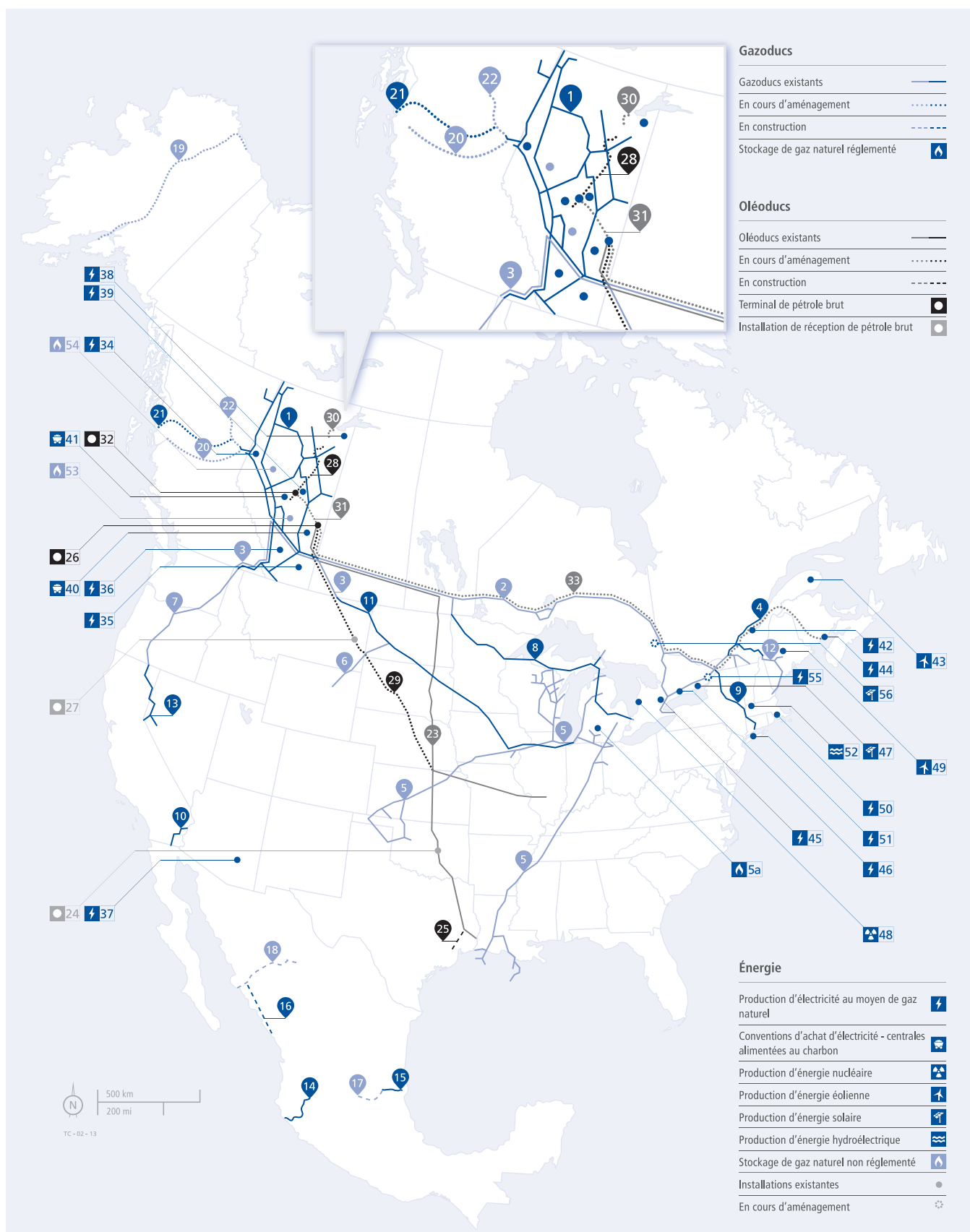
Stockage de gaz naturel non réglementé

53 CrossAlta	🔥
54 Edson	🔥

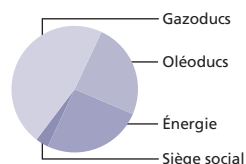
En cours d'aménagement

55 Napanee	⚡
56 Énergie solaire en Ontario (5 centrales)	☀

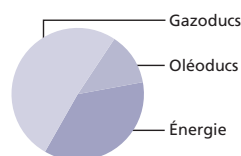
¹ Centrale située en Arizona, dont les résultats font partie du secteur Canada – Installations énergétiques de l'Ouest



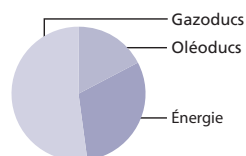
aux 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	Variation %
Total de l'actif			
Gazoducs	25 165	23 210	8 %
Oléoducs	13 253	10 485	26 %
Énergie	13 747	13 157	4 %
Siège social	1 733	1 544	12 %
	53 898	48 396	11 %



exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	Variation %
Total des produits			
Gazoducs	4 497	4 264	5 %
Oléoducs	1 124	1 039	8 %
Énergie	3 176	2 704	17 %
	8 797	8 007	10 %

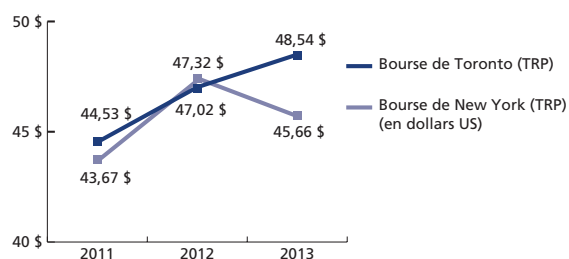


exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	Variation %
BAIL comparable¹			
Gazoducs	1 839	1 808	2 %
Oléoducs	603	553	9 %
Énergie	1 069	620	72 %
Siège social	(124)	(111)	12 %
	3 387	2 870	18 %



¹ Le BAIL comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Pour plus de renseignements, voir la page 15.

Cours de nos actions ordinaires aux 31 décembre



Actions ordinaires en circulation – moyenne

(en millions)

2013	707
2012	705
2011	702

en date du 14 février 2014 Actions ordinaires

Émises et en circulation

707 millions

Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	22 millions	22 millions d'actions privilégiées de série 2
Série 3	14 millions	14 millions d'actions privilégiées de série 4
Série 5	14 millions	14 millions d'actions privilégiées de série 6
Série 7	24 millions	24 millions d'actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	18 millions d'actions privilégiées de série 10

Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	7 millions	4 millions

STRATÉGIE À LONG TERME

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.

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

Éléments clés de la stratégie

1

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

Aperçu de la stratégie

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

2

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

Aperçu de la stratégie

- Nous aménageons des projets de premier ordre et de longue durée dans le cadre de notre programme d'investissement de 38 milliards de dollars en cours. L'apport de ces projets aux résultats devrait s'accroître au fur et à mesure de leur mise en service.
- Notre expertise en matière de gestion des risques liés à la construction et de maximisation de la productivité des investissements assure une attention vigilante à la qualité, au coût et au calendrier et, de ce fait, permet d'offrir aux clients un service supérieur et un rendement aux actionnaires.
- Dans le cadre de la stratégie de croissance, nous puisons dans cette expérience ainsi que dans notre expertise en matière de réglementation, d'échanges commerciaux, de gestion financière, de droit et d'exploitation pour assurer la réussite des activités de construction et d'intégration de nouvelles installations énergétiques et pipelières.
- Nos investissements accrus dans des centrales alimentées au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, à l'énergie éolienne, à l'énergie hydraulique et à l'énergie solaire témoignent de notre engagement à l'égard de l'énergie propre et durable.

3

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

Aperçu de la stratégie

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

4

Maximiser notre capacité concurrentielle

Aperçu de la stratégie

- Nous cherchons constamment à rehausser notre capacité concurrentielle dans des secteurs qui influent directement sur la valeur actionnariale à long terme.

Avantage concurrentiel

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

- Leadership fort – Envergure, présence, compétences en exploitation et en élaboration de stratégies, expertise en matière de soutien financier, juridique, commercial et réglementaire.
- Portefeuille de grande qualité – Un modèle commercial à faibles risques sert à maximiser la valeur des actifs et des positions commerciales tout au long de leur cycle de vie.
- Discipline rigoureuse – Niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques; priorité à l'excellence opérationnelle; valeurs fondamentales dominées par un engagement envers la santé, la sécurité et la protection de l'environnement.
- Expertise financière – Excellente réputation de société à la performance financière soutenue et à la stabilité financière et à la rentabilité à long terme; démarche disciplinée sur le plan de l'investissement de capitaux; capacité d'accéder à des sommes considérables de capitaux à coût concurrentiel afin de soutenir la croissance.
- Relations à long terme – Relations transparentes à long terme avec les principaux clients et parties prenantes; communication claire de la valeur de la société aux actionnaires et aux investisseurs, tant les appréciations de valeur que les risques, afin d'obtenir leur confiance et leur soutien.

Programme d'investissement de 38 milliards de dollars

Nous aménageons des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement de 38 milliards de dollars. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Le programme d'investissement de 38 milliards de dollars comprend pour 12 milliards de dollars de projets de faible ou de moyenne envergure et 26 milliards de dollars de grands projets. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence des taux de change et des intérêts capitalisés.

au 31 décembre 2013 (en milliards de dollars)	Année de mise en service	Coût estimatif du projet	Dépenses à ce jour
Projets de faible ou de moyenne envergure			
Côte du golfe du Mexique ¹	Janvier 2014	2,6 (US)	2,3 (US)
Énergie solaire en Ontario	2014	0,5	0,2
Prolongement de Tamazunchale	2014	0,5 (US)	0,4 (US)
Latéral et terminal de Houston	2015	0,4 (US)	0,1 (US)
Heartland et terminaux de TC	2016	0,9	-
Terminal de Keystone à Hardisty	2016	0,3	0,1
Topolobampo	2016	1,0 (US)	0,4 (US)
Mazatlan	2016	0,4 (US)	0,1 (US)
Grand Rapids ²	2015-2017	1,5	0,1
Northern Courier	2017	0,8	0,1
Réseau de NGTL	2014-2018	2,0	0,2
Napanee	2017 ou 2018	1,0	-
		11,9	4,0
Grands projets³			
Keystone XL ⁴	Environ 2 ans après la réception du permis	5,4 (US)	2,2 (US)
Énergie Est ⁵	2018	12,0	0,2
Installation de transport de gaz de Prince Rupert	2018	5,0	0,1
Coastal GasLink	2018+	4,0	0,1
		26,4	2,6
		38,3	6,6

¹ Date d'entrée en service commerciale : le 22 janvier 2014.

² Correspond à notre participation de 50 %.

³ Sous réserve d'ajustements des coûts en raison des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis et du calendrier des travaux.

⁴ Le coût estimatif du projet augmentera en fonction du moment de l'obtention du permis présidentiel.

⁵ Les données ne tiennent pas compte du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2013

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

Points saillants

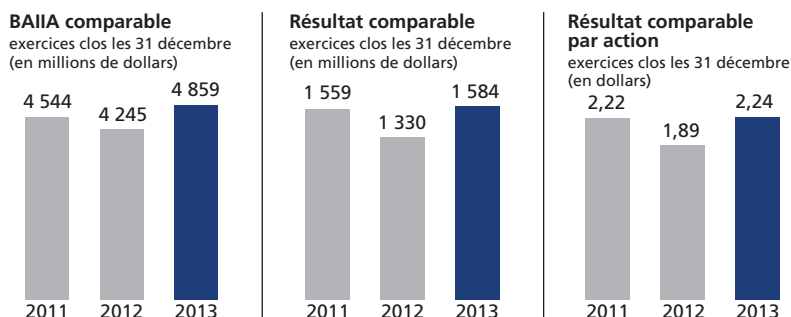
Le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable, le bénéfice avant les intérêts et les impôts (« BAII ») comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 15 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR utilisées par TransCanada et voir un rapprochement entre ces mesures et leur équivalent selon les PCGR.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013	2012	2011
Produits	8 797	8 007	7 839
BAIIA comparable	4 859	4 245	4 544
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 712	1 299	1 526
par action ordinaire – de base et dilué	2,42 \$	1,84 \$	2,17 \$
Résultat comparable	1 584	1 330	1 559
par action ordinaire	2,24 \$	1,89 \$	2,22 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Fonds provenant de l'exploitation	4 000	3 284	3 451
(Augmentation) diminution du fonds de roulement	(326)	287	235
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 674	3 571	3 686
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	4 461	2 595	2 513
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	163	652	633
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	216	214	-
Bilan			
Total de l'actif	53 898	48 396	47 338
Dette à long terme	22 865	18 913	18 659
Billets subordonnés de rang inférieur	1 063	994	1 016
Actions privilégiées	1 813	1 224	1 224
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	16 712	15 687	15 570
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	1,84 \$	1,76 \$	1,68 \$
par action privilégiée de série 1	1,15 \$	1,15 \$	1,15 \$
par action privilégiée de série 3	1,00 \$	1,00 \$	1,00 \$
par action privilégiée de série 5	1,10 \$	1,10 \$	1,10 \$
par action privilégiée de série 7 ¹	0,91 \$	-	-

¹ Émission le 4 mars 2013

Résultat comparable et bénéfice net

Résultat comparable



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

L'augmentation du résultat comparable s'explique par :

- la hausse de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power en raison du résultat supplémentaire des réacteurs 1 et 2 et de la diminution du nombre prévu de jours d'arrêt d'exploitation du réacteur 4;
- le résultat supplémentaire du réseau principal au Canada en raison d'un taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») plus élevé en 2013 (11,50 %) que l'année précédente (8,08 %), à la suite de la décision rendue en 2013 par l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») à l'égard de la proposition de restructuration au Canada;
- le résultat supplémentaire des installations énergétiques aux États-Unis découlant de la hausse des prix de capacité de New York et des prix réalisés pour l'électricité;
- le résultat plus élevé du réseau de NGTL en raison du relèvement de la base tarifaire et des incidences du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013;
- le relèvement du résultat du réseau d'oléoducs Keystone, en raison surtout de la hausse des volumes;
- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Ouest en raison de l'accroissement des volumes achetés dans le cadre de conventions d'achat d'électricité (« CAE »).

Ces hausses ont en partie été annulées par l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis en raison d'une diminution du résultat d'ANR et de Great Lakes.

En 2012, le résultat comparable a reculé de 229 millions de dollars (0,33 \$ par action) comparativement à 2011.

Le recul du résultat comparable s'explique par :

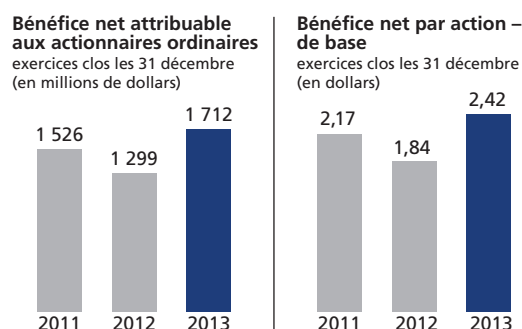
- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest compte tenu de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A pendant toute la durée de l'exercice;
- la baisse de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power du fait du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation;
- la baisse du bénéfice net du réseau principal au Canada en 2012, qui exclut les revenus incitatifs et tient compte de la base tarifaire réduite;
- le recul du résultat de Great Lakes, en raison d'une baisse des produits attribuable à la diminution des droits et de la capacité non visée par des contrats;
- le repli du résultat d'ANR en raison de l'affaiblissement des produits tirés du transport et du stockage, de la diminution des ventes de produits de base connexes et de la montée des coûts d'exploitation;
- la diminution du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, attribuable à la baisse des prix réalisés, à l'augmentation des coûts d'approvisionnement de la charge et à l'affaiblissement des débits d'eau dans les centrales hydroélectriques;

- la hausse des intérêts débiteurs comparables, résultant principalement des émissions de titres d'emprunt en 2011 et en 2012.

Les reculs ont été en partie annulés par :

- la constatation des produits du gazoduc de Guadalajara sur un exercice complet;
- la progression des produits du réseau d'oléoducs Keystone, en raison surtout de la hausse des volumes et de la constatation des produits sur un exercice complet en 2012 plutôt que sur 11 mois en 2011;
- le résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne et de Coolidge;
- la progression des intérêts créditeurs et autres comparables essentiellement attribuable à la hausse des gains réalisés sur les instruments dérivés ayant servi à gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US.

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires



En 2013, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 1 712 millions de dollars, soit 413 millions de dollars de plus qu'en 2012 (1 299 millions de dollars en 2012; 1 526 millions de dollars en 2011).

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires comprend le résultat comparable dont il est fait état ci-dessus ainsi que d'autres postes particuliers qui sont exclus du résultat comparable. Consulter la page 15 pour voir une explication des éléments particuliers compris dans les mesures non conformes aux PCGR. Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net entre 2011 et 2013 :

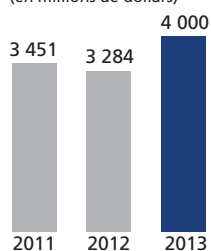
- l'inscription en 2013 d'un bénéfice net de 84 millions de dollars lié aux résultats de 2012 découlant de la décision de l'ONÉ;
- un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice de 25 millions de dollars en 2013 en raison de la mise en vigueur de certaines lois fiscales fédérales canadiennes liées à l'impôt de la Partie VI.I;
- une charge de 15 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant les impôts) en 2012 à la suite de la décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A; cette charge a été constatée au deuxième trimestre de 2012, mais relativement à des montants initialement comptabilisés au quatrième trimestre de 2011;
- l'incidence de certaines activités de gestion des risques, chaque exercice.

Flux de trésorerie

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation affichent une progression de 22 % cette année, comparativement à l'exercice précédent, essentiellement pour les mêmes raisons que celles expliquant l'augmentation du résultat comparable décrite ci-dessus.

Fonds provenant de l'exploitation
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

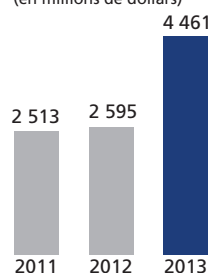


Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses en immobilisations

Nous avons investi 4,5 milliards de dollars dans des projets de notre programme d'investissement continu, au lieu des 6,4 milliards de dollars prévus en 2013, en raison principalement du retard dans l'obtention des permis touchant le projet Keystone XL. Le programme d'investissement est une composante clé de la stratégie visant à optimiser la valeur des actifs existants et à aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande, qui devrait produire un résultat et des flux de trésorerie stables et prévisibles pendant les prochaines années.

Dépenses en immobilisations
exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Dépenses en immobilisations

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

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

Nous avons investi 0,2 milliard de dollars en 2013 dans des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, ainsi que 0,2 milliard de dollars pour l'achat de quatre installations d'énergie solaire de Canadian Solar Solutions Inc.

Bilan

Nous avons maintenu un bilan solide tout en accroissant le total de nos actifs de 6,6 milliards de dollars depuis 2011. Au 31 décembre 2013, le capital-actions ordinaire comptait pour 40 % de la structure du capital (42 % en 2012). Consulter la page 71 pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividendes

Nous avons majoré de 4 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,48 \$ par action pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2014, ce qui correspond à un dividende annuel de 1,92 \$ par action. Il s'agit du 14^e exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires a été majoré. Le dividende affiche un taux de croissance annuel composé de 7 % depuis 2000.

**Dividendes déclarés
par action**
exercices clos les 31 décembre
(en dollars)



Régime de réinvestissement des dividendes

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

Avant avril 2011, les actions ordinaires achetées au moyen de dividendes en trésorerie réinvestis étaient émises sur le capital à un escompte sur le cours moyen du marché des cinq jours précédant le paiement de dividendes. Depuis le dividende déclaré en avril 2011, les actions ordinaires achetées au moyen de dividendes en trésorerie réinvestis sont acquises sur le marché libre à 100 % du cours d'achat. L'augmentation du dividende annuel sur les actions ordinaires depuis 2011 résulte en partie de ce changement, auquel s'ajoute l'incidence des hausses du taux annuel de dividende, qui est passé de 1,68 \$ par action en 2011 à 1,84 \$ par action en 2013.

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,48 \$ par action ordinaire (pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2014)

Dividendes annuels sur les actions privilégiées

Série 1 1,15 \$

Série 3 1,00 \$

Série 5 1,10 \$

Série 7 1,00 \$

Série 9 1,06 \$

Dividendes en trésorerie

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Actions ordinaires	1 285	1 226	961
Actions privilégiées	71	55	55

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

PERSPECTIVES

Résultat

Nous nous attendons à ce que le résultat de 2014 soit supérieur à celui de 2013, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- la mise en service commerciale du projet de la côte du golfe du Mexique en janvier 2014;
- l'entrée en service du prolongement du gazoduc de Tamazunchale prévue pour le deuxième trimestre de 2014;
- l'augmentation prévue de la capacité projetée et des prix des produits de base dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre;
- le résultat des quatre installations d'énergie solaire acquises en 2013 pendant un exercice complet ainsi que des autres installations d'énergie solaire dont l'acquisition est prévue en 2014;
- la diminution projetée des prix de l'électricité en Alberta en raison de la baisse des écarts pour le stockage du gaz;
- l'absence de résultat de la part de Cancarb Limited et de l'installation connexe de production d'électricité après la vente qui devrait être conclue d'ici la fin du premier trimestre de 2014;
- la hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration liés aux nouveaux projets axés sur la croissance.

Les résultats de nos activités aux États-Unis sont assujettis aux fluctuations des taux de change, lesquelles sont elles-mêmes annulées en grande partie par les activités de couverture comptabilisées dans le secteur du siège social.

Gazoducs

Les décisions de réglementation, et le moment où elles seront rendues, auront une incidence sur le résultat du secteur des gazoducs en 2014. Le résultat subira aussi les effets de la conjoncture, laquelle a une incidence sur la demande et sur les tarifs obtenus pour nos services. À l'heure actuelle, le marché gazier nord-américain se caractérise par une production solide et de faibles prix pour le gaz naturel et les services de stockage et de transport.

En 2014, le réseau principal au Canada sera encore exploité conformément à la décision rendue par l'ONÉ et prévoyant un RCA de 11,50 %. Nous croyons que le relèvement de la base tarifaire du réseau de NGTL se poursuivra à mesure que les nouveaux gisements de gaz naturel du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de l'Ouest de l'Alberta seront mis en valeur en 2014.

Bon nombre des gazoducs aux États-Unis font l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme. ANR et Great Lakes ont été davantage exposés aux effets des renouvellements des contrats de transport et de stockage, ce qui a entraîné une baisse des résultats en 2012 et en 2013, lorsque les montants liés aux activités de transport et de stockage ont chuté à des creux historiques. ANR et GLGT se penchent actuellement sur des modifications touchant leurs activités commerciales, la réglementation et l'exploitation afin d'optimiser leur position pour tirer parti de l'évolution positive des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements, en particulier dans les zones schisteuses d'Utica et de Marcellus, ainsi que de la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel. En outre, les mesures importantes prises actuellement pour réduire les coûts d'exploitation de nos installations pipelinieres aux États-Unis devraient permettre de résoudre les enjeux touchant les produits dans l'immédiat. De façon globale, en 2014, nous nous attendons à ce que le résultat des gazoducs aux États-Unis soit comparable à celui de 2013.

Le résultat tiré des gazoducs au Mexique devrait être plus élevé en 2014 qu'en 2013 à la suite de l'entrée en service du prolongement du gazoduc de Tamazunchale au deuxième trimestre de 2014. Le résultat de nos actifs d'exploitation devrait se comparer à celui de 2013 en raison de la longue durée des contrats conclus à l'égard de ces réseaux pipeliniers.

Oléoducs

Le résultat tiré des oléoducs vient principalement de la capacité offerte aux expéditeurs en contrepartie de paiements mensuels fixes non liés aux volumes réellement livrés. La capacité non visée par des contrats est proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un résultat supplémentaire.

La mise en service commerciale du projet de la côte du golfe du Mexique, qui prolonge le réseau d'oléoducs Keystone, a eu lieu en janvier 2014 et devrait avoir un effet positif sur le résultat du secteur des oléoducs en 2014. Bien qu'une grande partie de la capacité de ce tronçon ait fait l'objet de contrats, le résultat réel en 2014 sera lié aux niveaux et aux prix des livraisons mensuelles de volumes sur le marché au comptant, qui dépendent de la capacité disponible, de l'état du marché et des options de transport concurrentes.

Énergie

L'augmentation des arrêts d'exploitation des centrales et d'autres défis d'approvisionnement qui se sont traduits par des prix plus élevés que les prévisions et par une plus grande volatilité dans le marché de l'électricité de l'Alberta en 2013 ne devraient pas persister en 2014. La vente de Cancarb Limited et de son installation de production d'électricité, qui devrait se conclure vers la fin du premier trimestre de 2014, ainsi que des prévisions de prix à la baisse devraient faire fléchir le résultat des installations énergétiques de l'Ouest en 2014.

En 2014, le résultat des installations énergétiques de l'Est devrait être relativement comparable à celui de 2013, en raison de l'exploitation de quatre installations d'énergie solaire sur un exercice complet, annulée par l'apport moins élevé des installations de Bécancour.

La quote-part du bénéfice dans Bruce Power devrait se comparer au résultat de 2013.

Le résultat des installations énergétiques aux États-Unis devrait être plus élevé en 2014 en raison de la majoration des prix de capacité réalisés et des prix de base, annulée partiellement par une contribution moins élevée de la commercialisation des ventes d'électricité. Les prix de base de l'électricité et du gaz naturel seront plus élevés en 2014. De même, l'intensification de la concurrence exercera une pression à la baisse sur les marges de commercialisation des ventes au détail et en gros et sur les volumes pour les installations énergétiques aux États-Unis.

Le rétrécissement des écarts de prix du gaz naturel d'une saison à l'autre se traduira vraisemblablement par une baisse du résultat provenant du stockage de gaz naturel.

Bien qu'une grande partie de la production de ce secteur soit vendue au moyen de contrats à long terme, la production qui fait l'objet de contrats à plus court terme ou qui est vendue au comptant continuera de subir les effets des fluctuations de prix des produits de base.

Dépenses en immobilisations consolidées, participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

Nous prévoyons consacrer environ 5 milliards de dollars en 2014 à des projets d'investissement nouveaux ou en cours, à l'exclusion du projet Keystone XL. Le montant et le moment des immobilisations dans Keystone XL seront liés à la décision du Département d'État des États-Unis d'émettre un permis présidentiel. La hausse des investissements prévue en 2014 s'explique par l'agrandissement du réseau de NGTL, le réseau pipelinier au Mexique et de nouveaux projets pipeliniers axés sur la croissance, entre autres les projets pipeliniers Heartland, Northern Courier et Grand Rapids.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAIL;
- fonds provenant de l'exploitation;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAIL comparable;
- amortissement comparable;
- intérêts débiteurs comparables;

- intérêts créditeurs et autres comparables;
- charge d'impôts comparable.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

BAIIA et BAIL

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure le résultat avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle et des dividendes sur les actions privilégiées et il comprend le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAIL mesure le résultat tiré des activités poursuivies de la société. Il s'agit d'une mesure plus précise de la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances au sein de chaque secteur. Il est calculé de la même manière que le BAIIA, mais il exclut l'amortissement.

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 plus précise pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés parce qu'elle exclut les fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pendant la période visée. Voir la page 9 pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

Mesures comparables

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

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
BAIIA comparable	BAIIA
BAIL comparable	BAIL
amortissement comparable	amortissement
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
charge d'impôts comparable	charge (recouvrement) d'impôts

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

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

Nous excluons du calcul du résultat comparable les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Parce que ces montants ne représentent pas de manière précise 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.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013	2012	2011
BAIIA	4 958	4 224	4 495
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	(44)	21	49
Décision de l'ONÉ – 2012	(55)	-	-
BAIIA comparable	4 859	4 245	4 544
Amortissement comparable	(1 472)	(1 375)	(1 328)
BAII comparable	3 387	2 870	3 216
Autres postes de l'état des résultats			
Intérêts débiteurs comparables	(984)	(976)	(939)
Intérêts créditeurs et autres comparables	42	86	60
Charge d'impôts comparable	(662)	(477)	(594)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(125)	(118)	(129)
Dividendes sur les actions privilégiées	(74)	(55)	(55)
Résultat comparable	1 584	1 330	1 559
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Décision de l'ONÉ – 2012	84	-	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	25	-	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	(15)	-
Activités de gestion des risques ¹	19	(16)	(33)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 712	1 299	1 526
Amortissement comparable	(1 472)	(1 375)	(1 328)
Poste particulier :			
Décision de l'ONÉ – 2012	(13)	-	-
Amortissement	(1 485)	(1 375)	(1 328)
Intérêts débiteurs comparables	(984)	(976)	(939)
Postes particuliers :			
Décision de l'ONÉ – 2012	(1)	-	-
Activités de gestion des risques ¹	-	-	2
Intérêts débiteurs	(985)	(976)	(937)
Intérêts créditeurs et autres comparables	42	86	60
Postes particuliers :			
Décision de l'ONÉ – 2012	1	-	-
Activités de gestion des risques ¹	(9)	(1)	(5)
Intérêts créditeurs et autres	34	85	55

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013	2012	2011
Charge d'impôts comparable	(662)	(477)	(594)
Postes particuliers :			
Décision de l'ONÉ – 2012	42	-	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	25	-	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	5	-
Activités de gestion des risques ¹	(16)	6	19
Charge d'impôts	(611)	(466)	(575)
Résultat comparable par action ordinaire	2,24 \$	1,89 \$	2,22 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Décision de l'ONÉ – 2012	0,12	-	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	0,04	-	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	(0,02)	-
Activités de gestion des risques ¹	0,02	(0,03)	(0,05)
Bénéfice net par action ordinaire	2,42 \$	1,84 \$	2,17 \$

¹

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Installations énergétiques au Canada	(4)	4	1
Installations énergétiques aux États-Unis	50	(1)	(48)
Stockage de gaz naturel	(2)	(24)	(2)
Taux d'intérêt	-	-	2
Change	(9)	(1)	(5)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(16)	6	19
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	19	(16)	(33)

BAIIA comparable et BAIL comparable selon le secteur d'exploitation

exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	2 852	752	1 363	(108)	4 859
Amortissement comparable	(1 013)	(149)	(294)	(16)	(1 472)
BAIL comparable	1 839	603	1 069	(124)	3 387
exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	2 741	698	903	(97)	4 245
Amortissement comparable	(933)	(145)	(283)	(14)	(1 375)
BAIL comparable	1 808	553	620	(111)	2 870
exercice clos le 31 décembre 2011 (en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	2 875	587	1 168	(86)	4 544
Amortissement comparable	(923)	(130)	(261)	(14)	(1 328)
BAIL comparable	1 952	457	907	(100)	3 216

Gazoducs

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

- gazoducs détenus en propriété exclusive (57 000 km ou 35 500 milles);
- gazoducs détenus partiellement (11 500 km ou 7 000 milles).

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

Coup d'œil sur la stratégie

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

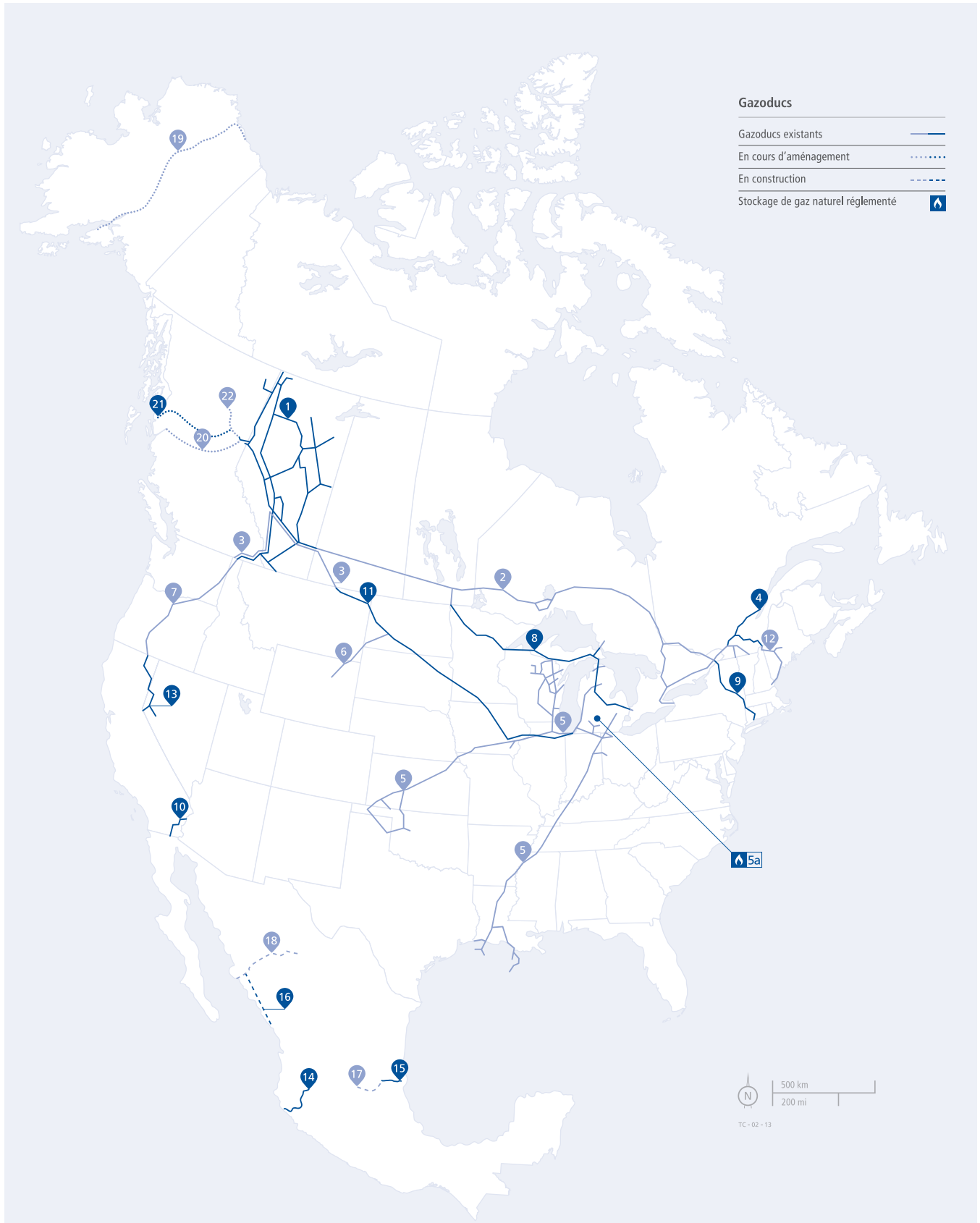
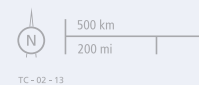
Nous poursuivons en outre d'autres projets pipeliniers afin d'accroître la valeur de notre entreprise. Nos principales activités ciblées comprennent :

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

qui jouent un rôle critique pour répondre à la demande gazière croissante en Amérique du Nord.

Gazoducs

Gazoducs existants	
En cours d'aménagement	
En construction	
Stockage de gaz naturel réglementé	



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	24 522 km (15 237 milles)	Réseau qui recueille et transporte du gaz naturel en Alberta et dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada, ainsi qu'à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
2 Réseau principal au Canada	14 114 km (8 770 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et qui dessert les marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis.	100 %
3 Foothills	1 241 km (771 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, des États du Nord-Ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, de la Californie et du Nevada.	100 %
4 Trans Québec & Maritimes (« TQM »)	572 km (355 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se relier au réseau de Portland, dans le Nord-Est des États-Unis.	50 %
Gazoducs aux États-Unis			
5 ANR Pipeline	16 121 km (10 017 milles)	Réseau de transport de gaz naturel depuis des gisements en exploitation au Texas et en Oklahoma, des zones côtières et extracôtières du golfe du Mexique et des régions américaines du centre du continent, jusqu'à des marchés situés sur la côte du golfe du Mexique et au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Indiana et en Ohio. Il se raccorde à Great Lakes.	100 %
5a Stockage	250 Gpi ³	Installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan.	
6 Bison	487 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Nous détenons une participation effective de 50,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 30 % et de notre participation de 28,9 % dans TC Pipelines, LP.	50,2 %
7 Gas Transmission Northwest (« GTN »)	2 178 km (1 353 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du BSOC et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills. Nous détenons une participation effective de 50,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 30 % et de notre participation de 28,9 % dans TC Pipelines, LP.	50,2 %
8 Great Lakes	3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, et de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'Est du Canada et du haut-Midwest des États-Unis. Nous détenons une participation effective de 67 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 28,9 % dans TC Pipelines, LP.	67 %
9 Iroquois	666 km (414 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis.	44,5 %
10 North Baja	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, avant de se raccorder à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique. Nous détenons une participation effective de 28,9 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC Pipelines, LP.	28,9 %

	longueur	description	participation effective
11 Northern Border	2 265 km (1 407 milles)	Réseau qui dessert le Midwest américain et qui est raccordé à Foothills près de Monchy, en Saskatchewan. Nous détenons une participation effective de 14,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 28,9 % dans TC Pipelines, LP.	14,5 %
12 Portland	474 km (295 milles)	Pipeline qui est relié aux installations de TQM près d'East-Hereford, au Québec, afin de livrer du gaz naturel à des clients du Nord-Est des États-Unis.	61,7 %
13 Tuscarora	491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, et qui va jusqu'au Nevada, avec différents points de livraison dans le Nord-Est de la Californie et le Nord-Ouest du Nevada. Nous détenons une participation effective de 28,9 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC Pipelines, LP.	28,9 %

Gazoducs au Mexique

14 Guadalajara	310 km (193 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo, dans l'État de Colima, à Guadalajara, dans l'État de Jalisco.	100 %
15 Tamazunchale	130 km (81 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, dans le centre-est du Mexique, à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi.	100 %

En construction

16 Gazoduc de Mazatlan	413 km (257 milles)	Gazoduc qui relie El Oro à Mazatlan, dans l'État de Sinaloa, au Mexique, et qui sera raccordé au gazoduc Topolobampo à El Oro.	100 %
17 Prolongement du gazoduc de Tamazunchale	235 km (146 milles)	Gazoduc visant à transporter du gaz naturel depuis le terminal existant du gazoduc de Tamazunchale jusqu'à une centrale électrique située à El Sauz, dans l'État de Querétaro, et dans d'autres régions du centre du Mexique.	100 %
18 Gazoduc de Topolobampo	530 km (329 milles)	Gazoduc de transport depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Oro, dans l'État de Sinaloa, et El Encino, dans l'État de Chihuahua, jusqu'à Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %

En cours d'aménagement

19 Gazoduc de GNL de l'Alaska	1 448 km* (900 milles)	Aménagement d'un gazoduc entre Prudhoe Bay et des installations de GNL à Nikiski, en Alaska.	
20 Gazoduc Coastal GasLink	650 km* (404 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 pour l'exportation de GNL de LNG Canada, près de Kitimat, également en Colombie-Britannique.	100 %
21 Projet gazier de Prince Rupert	750 km* (466 milles)	Gazoduc reliant la zone productrice de North Montney à partir d'un point de raccordement 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 du Pacifique, non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.	100 %
22 Réseau principal North Montney	306 km* (190 milles)	Gazoduc de transport depuis la zone productrice de North Montney jusqu'au point de raccordement avec le réseau principal existant de NGTL à Groundbirch.	100 %

* La longueur de la canalisation est estimative puisque le tracé définitif est en cours de conception.

RÉSULTATS

Résultats du secteur des gazoducs

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 15.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Gazoducs au Canada			
Réseau principal au Canada	1 121	994	1 058
Réseau de NGTL	846	749	742
Foothills	114	120	127
Autres gazoducs au Canada (TQM ¹ , Ventures LP)	26	29	34
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	2 107	1 892	1 961
Amortissement comparable	(790)	(715)	(711)
BAII comparable des gazoducs au Canada	1 317	1 177	1 250
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)			
ANR	188	254	306
GTN ²	76	112	131
Great Lakes ³	34	62	101
TC PipeLines, LP ^{1,4}	72	74	85
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois ¹ , Bison ² , Portland ⁵)	107	111	111
International (Gas Pacifico/INNERGY ¹ , Guadalajara ⁶ , Tamazunchale, TransGas ¹)	106	112	77
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(8)	(9)
Participations sans contrôle ⁷	186	161	173
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	759	878	975
Amortissement comparable	(217)	(218)	(214)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	542	660	761
Incidence du change	15	-	(7)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	557	660	754
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(35)	(29)	(52)
BAII comparable du secteur des gazoducs	1 839	1 808	1 952
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur des gazoducs	2 852	2 741	2 875
Amortissement comparable	(1 013)	(933)	(923)
BAII comparable du secteur des gazoducs	1 839	1 808	1 952

¹ Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois, de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice tiré de ces participations.

² Les résultats tiennent compte de notre participation directe de 30 % depuis le 1^{er} juillet 2013. Avant cette date, notre participation directe était de 75 % à compter de mai 2011 et de 100 % avant mai 2011.

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

⁴ Depuis le 22 mai 2013, notre participation dans TC PipeLines, LP a diminué pour passer de 33,3 % à 28,9 %. Le 1^{er} juillet 2013, nous avons vendu une participation de 45 % dans GTN et Bison à TC PipeLines, LP. Le tableau ci-dessous rend compte de notre participation dans TC PipeLines, LP et de notre participation dans GTN, Bison et Great Lakes par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP pendant les périodes visées.

	Pourcentage de participation au			
	1 ^{er} juillet 2013	22 mai 2013	3 mai 2011	1 ^{er} janvier 2011
TC PipeLines, LP	28,9	28,9	33,3	38,2
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :				
GTN/Bison	20,2	7,2	8,3	-
Great Lakes	13,4	13,4	15,5	17,7

⁵ Ces données représentent notre participation de 61,7 %.

⁶ Ces données sont comptabilisées depuis juin 2011.

⁷ Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de Portland dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

Gazoducs au Canada

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Bénéfice net			
Réseau principal au Canada – bénéfice net	361	187	246
Réseau principal au Canada – résultat comparable	277	187	246
Réseau de NGTL	243	208	200
Base tarifaire moyenne			
Réseau principal au Canada	5 841	5 737	6 179
Réseau de NGTL	5 938	5 501	5 074

Le BAIIA comparable et le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement en fonction du RCA approuvé, de la base tarifaire, du ratio du capital-actions ordinaire réputé et des revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais n'influent pas de façon appréciable sur le bénéfice net puisque ces éléments sont presque entièrement recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

En 2013, le résultat comparable du réseau principal au Canada a augmenté de 90 millions de dollars comparativement à 2012, en raison de l'incidence de la décision rendue par l'ONÉ, qui a notamment approuvé un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour la période allant de 2012 à 2017, contre un RCA de 8,08 % auparavant approuvé sur un ratio de capital-actions ordinaire réputé de 40 % ayant servi à comptabiliser le résultat en 2012. L'ONÉ a également approuvé un mécanisme de revenus incitatifs fondé sur le total des produits nets. En 2013, la progression du BAIIA comparable est surtout attribuable à la hausse du RCA et aux revenus incitatifs. Le bénéfice net de 361 millions de dollars constaté en 2013 comprenait un montant de 84 millions de dollars résultant des incidences, en 2012, de la décision de l'ONÉ, qui a été exclu du résultat comparable. Le bénéfice net en 2012 a reculé de 59 millions de dollars comparativement à 2011 en raison de l'absence de revenus incitatifs. De plus, la base tarifaire moyenne a été moins élevée du fait que l'amortissement annuel a dépassé les investissements de capitaux.

Le bénéfice net du réseau de NGTL en 2013 s'est chiffré à 35 millions de dollars de plus qu'en 2012. La hausse s'explique par la croissance de la base tarifaire moyenne liée aux investissements faits en 2012 et en 2013 et aux effets du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013. Ce règlement prévoit un RCA de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, comparé à un RCA de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2012, ainsi que des montants annuels fixes à l'égard de certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Le bénéfice net en 2012 s'est

apprécié de 8 millions de dollars comparativement à celui de 2011. L'appréciation provenait essentiellement de la base tarifaire moyenne, annulée en partie par un recul des revenus incitatifs.

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

Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale

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

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

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale est inférieur de 119 millions de dollars US en 2013 par rapport à celui de l'année précédente. Il s'agit d'un effet net résultant :

- du recul des produits des services de transport et de stockage d'ANR, annulé par l'augmentation des ventes de produits de base connexes;
- de la progression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et des autres coûts des services fournis par d'autres pipelines à ANR;
- du recul des produits de Great Lakes découlant de la capacité non visée par des contrats;
- de la baisse des contributions de GTN et de Bison causée par la réduction de 83 %, en 2012, à 50 %, à partir du 1^{er} juillet 2013, de notre participation effective dans chacun de ces pipelines;
- de l'augmentation des contributions de Portland résultant de la hausse des produits à court terme.

Le BAIIA comparable des gazoducs des États-Unis et à l'échelle internationale s'établissait en 2012 à 97 millions de dollars US de moins qu'en 2011, ce qui est un effet net :

- du recul des produits de Great Lakes découlant de la baisse des tarifs et de la capacité non visée par des contrats;
- du fléchissement des produits tirés du transport et du stockage à ANR combiné à la diminution des ventes de produits de base connexes;
- de la progression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et des autres coûts à ANR;
- du résultat supplémentaire provenant de Guadalajara, dont l'exploitation a débuté en juin 2011.

Amortissement comparable

L'amortissement comparable a connu une hausse de 80 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012 en raison principalement du relèvement de la base tarifaire de NGTL et du taux d'amortissement composé établi dans le cadre du règlement de 2013-2014, ainsi que des effets de la décision de l'ONÉ. L'amortissement s'était établi en 2012 à 10 millions de dollars de plus qu'en 2011 principalement du fait de l'entrée en exploitation de Bison en janvier 2011 et de Guadalajara en juin 2011.

Expansion des affaires

En 2013, les charges d'expansion des affaires ont été de 6 millions de dollars supérieures à celles de l'exercice précédent et, en 2012, de 23 millions de dollars inférieures à celles de 2011. Ces mouvements s'expliquent en grande partie par la modification de la portée du projet de pipelines en Alaska. Consulter la page 33 pour avoir plus de précisions sur les projets en Alaska.

PERSPECTIVES

Gazoducs au Canada

Résultat

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

En 2014, nous nous attendons à ce que l'exploitation du réseau principal au Canada se poursuive conformément aux dispositions de la décision de l'ONÉ, qui prévoyait un RCA de 11,50 %. Le résultat de 2014 devrait être semblable à celui de 2013.

Nous prévoyons que la base tarifaire du réseau de NGTL continuera de s'accroître à mesure que de nouvelles sources d'approvisionnement gazier provenant du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de l'Ouest de l'Alberta seront reliées au réseau et que nous continuerons de répondre à la demande croissante dans le marché des sables bitumineux dans le Nord-Est de l'Alberta. Nous croyons que l'élargissement de la base tarifaire aura un effet positif sur le résultat en 2014.

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 tarifaires moyennes 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'une année à l'autre.

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

Gazoducs aux États-Unis

Résultat

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

Bon nombre des gazoducs aux États-Unis font l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme. ANR et Great Lakes ont été davantage exposés aux effets des renouvellements des contrats de transport et de stockage, ce qui a entraîné une baisse des résultats de 2012 et en 2013, lorsque les montants liés aux activités de transport et de stockage ont connu des creux historiques.

ANR et Great Lakes se penchent actuellement sur des modifications touchant leurs activités commerciales, la réglementation et l'exploitation afin d'optimiser leur position pour tirer parti de l'évolution positive des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements, en particulier dans les zones schisteuses d'Utica et de Marcellus, et de la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel. De plus, les mesures importantes prises actuellement pour réduire les coûts d'exploitation de nos installations pipelinaires aux États-Unis devraient permettre de résoudre les enjeux touchant les produits dans l'immédiat. De façon globale, en 2014, nous nous attendons à ce que le résultat des gazoducs aux États-Unis soit comparable à celui de 2013.

Gazoducs au Mexique

Le résultat global de nos gazoducs au Mexique en 2014 devrait dépasser celui de 2013 en raison de l'entrée en service du prolongement du pipeline de Tamazunchale prévue au deuxième trimestre de 2014. Le résultat de nos actifs actuellement en exploitation devrait être comparable en 2014 à celui de 2013 en raison de la nature des contrats à long terme visant les réseaux de gazoducs au Mexique.

Dépenses en immobilisations

Pour l'ensemble de nos gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique, les dépenses en immobilisations se sont chiffrées au total à 1,8 milliard de dollars en 2013. Nous prévoyons qu'elles s'élèveront à 2 milliards de dollars en 2014 et qu'elles viseront plus particulièrement des projets d'expansion du réseau de NGTL, les gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan au Mexique, et les gazoducs des projets de GNL de Prince Rupert et Coastal GasLink. La page 86 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

LES ROUAGES DU SECTEUR DES GAZODUCS

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

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

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

Nos gazoducs sont généralement assujettis à la réglementation de l'ONÉ au Canada, de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») aux États-Unis et de la Comisión Reguladora de Energía (« CRE »), au Mexique. Les organismes de réglementation approuvent la construction de nouvelles installations pipelinières ainsi que l'exploitation continue de l'infrastructure.

Tant au Canada qu'aux États-Unis et au Mexique, les organismes de réglementation nous autorisent à recouvrer les coûts d'exploitation du réseau au moyen de droits ou de paiements de service. Les coûts admissibles comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, les impôts fonciers et sur le bénéfice, l'intérêt de la dette, les charges d'amortissement afin de récupérer le capital investi et un rendement du capital investi. L'organisme de réglementation examine les coûts afin de s'assurer qu'ils ont été engagés de manière prudente et il approuve des droits qui nous offrent une perspective raisonnable de les recouvrer.

Dans leurs territoires de compétence respectifs, la FERC et la CRE approuvent des tarifs de transport maximaux. Les tarifs sont fondés sur les coûts et sont conçus de manière à permettre le recouvrement des investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour les investisseurs. L'exploitant du pipeline peut négocier des tarifs moins élevés avec les expéditeurs.

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

En règle générale, au Canada, le coût de service et les droits exigibles sur le gazoduc sont soumis chaque année à l'approbation de l'ONÉ, qui nous autorise à recouvrer ou à rembourser l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. En raison de la décision de l'ONÉ, le réseau principal au Canada a dû déterminer les droits exigibles aux termes des contrats pendant une période de cinq ans – de

2013 à 2017 – et reporter certains coûts à la fin de cette période. Il a toutefois été autorisé à déterminer le prix de ses services discrétionnaires ou non visés par des contrats afin de maximiser ses produits.

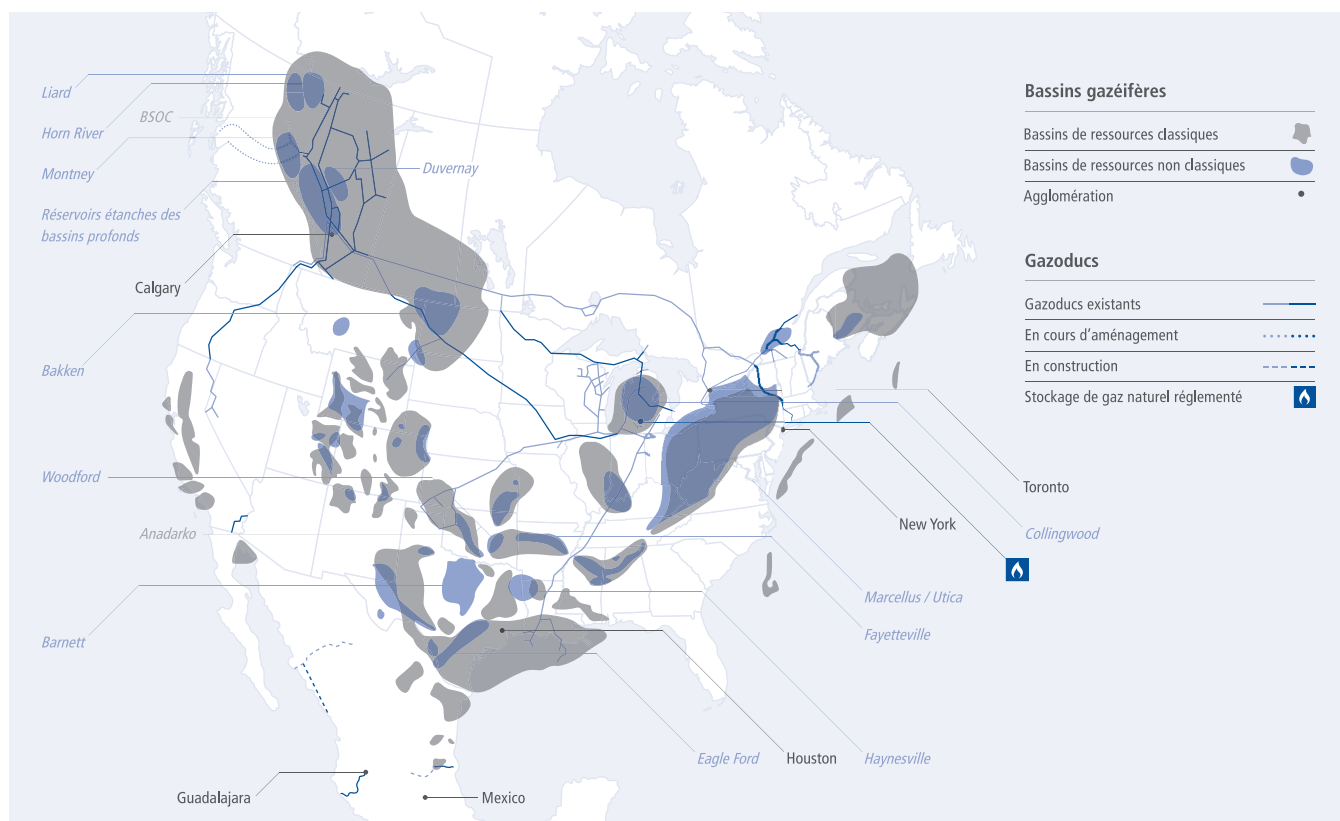
La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet pas le recouvrement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. Nos gazoducs en sol américain courent donc un risque plus élevé d'écart entre les coûts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

Nos gazoducs au Mexique sont eux aussi assujettis à l'organisme de réglementation compétent qui doit approuver les tarifs, les services et les droits. Il convient toutefois de souligner que les contrats conclus à l'égard de la construction et de l'exploitation des gazoducs au Mexique sont assortis de taux fixes négociés à long terme, qui peuvent être modifiés seulement dans des situations précises, comme certains cas de force majeure ou des modifications de la législation en vigueur.

Contexte commercial et priorités stratégiques

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

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



Accroissement de l'offre

Principale source de gaz naturel au pays, le BSOC s'étend sur la presque totalité de l'Alberta, jusqu'en Colombie-Britannique, en Saskatchewan, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. À l'heure actuelle, le BSOC présente des ressources restantes en gaz classique qui sont estimées à 150 billions de pieds cubes ainsi qu'une base de ressources non classiques techniquement accessible de près de 780 billions de pieds cubes. La base de ressources totale du BSOC a plus que quadruplé, récemment, avec l'avènement d'une technologie permettant un accès économique aux zones de gaz non traditionnelles. Nous nous attendons à ce que la production du BSOC augmente légèrement en 2014 et continue de croître pendant les années suivantes, après avoir enregistré une décroissance chaque année depuis 2006. Récemment devenues une source importante de gaz naturel, les formations schisteuses de Montney et de Horn River, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, font également partie du BSOC. Nous prévoyons que la production tirée de ces sources, qui s'élève actuellement à 2 Gpi³/j, atteindra environ 6 Gpi³/j d'ici 2020, selon les prix du gaz naturel et l'économie de l'exploration et de la production.

Aux États-Unis, les principales sources de gaz naturel sont les formations schisteuses, le golfe du Mexique et les Rocheuses. Ce sont toutefois les formations schisteuses qui affichent la croissance la plus vigoureuse et qui, selon nos estimations, constitueront près de 50 % de la demande de gaz naturel de l'Amérique du Nord d'ici 2020. Les principales formations schisteuses du pays sont Utica, Marcellus, Haynesville, Barnett, Eagle Ford et Fayetteville.

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

- La nouvelle technologie, notamment le forage horizontal combiné à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, permet d'accéder de manière économique à des ressources non classiques, ce qui accroît la ressource fondamentale techniquement accessible dans les bassins existants et permet d'accéder à de nouvelles régions productrices, dont Marcellus et Utica, dans le Nord-Est des États-Unis, ainsi que Montney et Horn River, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique.
- Ces nouvelles technologies peuvent également servir dans les champs pétroliers existants, où elles permettent une récupération accrue de la ressource. Les prix élevés du pétrole, particulièrement par rapport aux prix du gaz naturel nord-américain, ont stimulé l'exploration et la production des bassins riches en hydrocarbures liquides. Ces champs contiennent souvent du gaz associé (dans les champs pétroliers de Bakken, par exemple), qui s'ajoute à l'approvisionnement gazier général de l'Amérique du Nord.

Du fait de la mise en valeur de bassins schisteux situés à proximité de marchés traditionnels (particulièrement dans le Nord-Est des États-Unis), le nombre de choix d'approvisionnement s'accroît et les débits habituels des gazoducs changent, en raison généralement du remplacement de la capacité garantie sur longue distance sous contrat à long terme par des contrats à court terme sur courte distance. Le réseau principal au Canada a également été touché par cette transformation, à la suite de la décision de l'ONÉ, mais des contrats portant sur le transport sur longue distance de volumes appréciables ont été renouvelés en 2014.

Bien que l'approvisionnement accru, particulièrement dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, nous ait fourni des occasions de construire et de planifier une importante infrastructure pipelinère dans le réseau de NGTL pour transporter le gaz naturel jusqu'aux marchés, y compris pour les projets d'exportation de GNL, la plupart des gazoducs actuels au Canada et aux États-Unis, y compris les nôtres, ont axé l'expansion de l'infrastructure sur des installations de désengorgement ou à courte distance de moindre envergure.

Évolution de la demande

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

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

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

Mexique. Sous réserve de l'obtention de toutes les autorisations nécessaires, des organismes de réglementation et autres, ces installations devraient entrer en exploitation plus tard pendant la présente décennie. L'ajout de marchés nous offre de nouvelles occasions de construire de l'infrastructure pipelinière et d'accroître les livraisons par l'entremise de nos pipelines actuels.

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 la grandeur de l'Amérique du Nord. La mise au point de technologies d'exploitation de bassins d'approvisionnement en gaz de schiste situés plus près des marchés traditionnels a dicté l'évolution des débits de l'infrastructure de gazoducs en place afin de remplacer le transport sur longue distance par le transport sur courte distance, en raison notamment de la forte expansion de l'approvisionnement dans le Nord-Est des États-Unis. À l'exemple des autres pipelines, nous restructurons les droits et les services proposés afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement dans le Nord-Est des États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord.

Priorités stratégiques

Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte sur les marchés gaziers existants.

Nous nous efforçons également d'adapter nos actifs existants à l'évolution de la dynamique d'écoulement du gaz.

Le réseau principal au Canada est resté au cœur de nos priorités en 2013 à la suite de la publication et de la mise en œuvre de la décision de l'ONÉ. Le règlement que nous avons ensuite conclu avec les sociétés locales de distribution (« SLD ») de gaz naturel tenait compte des enjeux découlant de cette décision et de notre désir d'élaborer un cadre respectueux des besoins des expéditeurs et qui offre une occasion raisonnable de recouvrer les capitaux investis dans les installations actuelles et les nouvelles installations nécessaires pour servir les marchés actuels et nouveaux.

Le réseau de NGTL est le plus important réseau de collecte et de transport de gaz naturel desservant le BSOC. Il raccorde la grande majorité de la production gazière de l'Ouest canadien aux marchés intérieurs et aux débouchés extérieurs. Il subit une intense concurrence en ce qui concerne le raccordement à l'approvisionnement, particulièrement dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, où la plus importante source de gaz naturel a accès à deux gazoducs concurrents. Les raccordements à un nouvel approvisionnement et la demande, nouvelle ou croissante, appuient la réalisation de nouveaux projets d'investissement relativement au réseau de NGTL. Nous prévoyons que l'approvisionnement tiré du BSOC passera d'environ 14 Gpi³/j à quelque 17 Gpi³/j d'ici 2020. Le réseau de NGTL est particulièrement propice au raccordement de l'approvisionnement du BSOC afin de répondre à la demande prévue d'exportation de GNL à partir de la côte de la Colombie-Britannique. Nous essaierons d'obtenir, en 2014, les approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation pour prolonger le réseau de NGTL vers le Nord-Est de la Colombie-Britannique et en accroître la capacité, afin de relier la zone schisteuse de Montney.

Nos actifs pipeliniers aux États-Unis seront particulièrement utiles pour les raccordements prévus afin de suivre la croissance de la demande et des marchés, en particulier pour les raisons suivantes :

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

La direction prévoit se dessaisir progressivement de ses autres actifs pipeliniers aux États-Unis en faveur de TransCanada Pipelines, LP, à titre de moyen de financer une partie de notre important programme d'accroissement des investissements.

Au Mexique, en 2014, nous voulons mener à terme le prolongement du gazoduc de Tamazunchale et poursuivre les travaux de construction des gazoducs de Mazatlan et de Topolobampo. L'aménagement de l'infrastructure gazière au Mexique nous intéresse vivement encore et nous prévoyons lancer de nouveaux projets qui cadreront bien avec le profil d'investissement de nos actifs.

Nous continuons d'évaluer les occasions de réaménagement de nos actifs pipeliniers, y compris la possibilité de convertir au transport du pétrole brut une partie de l'infrastructure gazière existante. L'ONÉ a approuvé en 2007 la conversion de l'un de nos gazoducs du réseau principal au Canada au transport du pétrole brut, pour les besoins du projet Keystone d'origine. D'autre part, sous réserve de l'approbation par les organismes de réglementation, le projet d'oléoduc Énergie Est prévoit l'utilisation d'un tronçon d'environ 3 000 km (1 864 milles) du réseau principal au Canada, à partir de la frontière de l'Alberta jusqu'à un point situé au sud-est d'Ottawa, dans l'Est ontarien. Nous collaborons donc de près avec les expéditeurs afin qu'ils puissent combler leurs besoins de transport garanti après la transformation projetée.

FAITS MARQUANTS

Gazoducs au Canada

En 2013, nous avons réalisé et mis en service des projets pipeliniers d'une valeur d'environ 730 millions de dollars destinés à l'expansion et au prolongement du réseau de NGTL, ainsi que d'autres projets d'expansion du réseau principal au Canada, d'une valeur de 160 millions de dollars.

Réseau de NGTL

En plus d'achever et de mettre en service de nouveaux projets pipeliniers dans le cadre des activités d'expansion du réseau de NGTL, nous avons reçu en 2013 l'approbation de l'ONÉ à l'égard d'autres prolongements et agrandissements dont le coût s'élève à quelque 290 millions de dollars et qui étaient à divers stades de conception ou de construction, mais qui n'étaient pas en service au 31 décembre 2013.

Le 8 novembre 2013, nous avons déposé auprès de l'ONÉ une demande visant la construction et l'exploitation du gazoduc de North Montney, qui prolongera le réseau de NGTL destiné à recevoir et à transporter le gaz naturel provenant de la région de North Montney, en Colombie-Britannique. Le coût en capital estimatif de ce projet se chiffre à 1,7 milliard de dollars et comprend un gazoduc d'environ 300 km (186 milles).

En novembre 2013, l'ONÉ a approuvé le règlement de NGTL pour 2013-2014 et les droits définitifs de 2013 conformément à la demande qui avait été déposée. Nous nous attendons à ce que les droits définitifs de 2014 pour le réseau de NGTL soient établis en conformité avec le règlement de NGTL.

Réseau principal au Canada

L'ONÉ a fait connaître en mars 2013 sa décision à l'égard de notre demande de modification de la structure d'exploitation et des modalités de service du réseau principal au Canada. Nous avons mis en œuvre cette décision le 1^{er} juillet 2013. La mise en œuvre de la décision a été une priorité clé en 2013 et la possibilité d'exiger les prix du marché à l'égard des services discrétionnaires, conformément à la directive de l'ONÉ, nous a permis de satisfaire en grande partie à nos exigences globales en matière de coût de service en 2013.

La décision de l'ONÉ prévoyait l'établissement d'un compte de stabilisation tarifaire (« CST ») destiné à recueillir l'excédent ou le déficit entre nos produits et le coût de nos services pendant chacune des cinq années visées par la décision. L'ONÉ précisait également les circonstances pouvant exiger une nouvelle demande tarifaire avant la fin de la période de cinq ans. L'une de ces situations surviendrait si le solde du CST devient positif, ce qui s'est produit en 2013.

Le réseau principal au Canada et les trois y principales sociétés locales de distribution de gaz naturel au Canada ont conclu un règlement qui a été soumis à l'ONÉ en décembre 2013. S'il est approuvé, ce règlement permettra d'établir de nouveaux droits fixes pour la période de 2015 à 2020 et de maintenir les droits actuels en 2014. Les droits de 2015 comprendront un RCA de base de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, ainsi qu'un mécanisme incitatif comprenant une contribution annuelle de 20 millions de dollars, après les impôts, de 2015 à 2020. Cette contribution pourrait entraîner un RCA se situant entre 8,70 % et 11,50 %.

Le règlement conclu avec les SLD, nous permettra d'ajouter des installations dans le triangle de l'Est afin de répondre à la demande actuelle du marché en matière de diversité de l'approvisionnement et d'accès au marché. Le règlement vise à assurer un cadre commercial stable et durable permettant de répondre à la demande future dans le triangle situé sur le tronçon est du réseau, de concert avec l'affaiblissement prévu de

la demande de services de transport dans les tronçons des Prairies et du Nord de l'Ontario, et à offrir une possibilité raisonnable de recouvrer nos coûts. Il assure également le maintien de la souplesse dans les prix des services discrétionnaires et permet de mettre en œuvre certaines modifications tarifaires et de nouveaux services exigés dans le cadre du règlement.

La décision de l'ONÉ continue de s'appliquer jusqu'à la décision découlant de la demande relative au règlement avec les SLD.

Le 31 janvier 2014, les expéditeurs qui utilisent le réseau principal au Canada ont décidé de renouveler jusqu'en novembre 2016 des contrats portant sur environ 2,5 Gpi³/j, ce qui représente un volume appréciable, en particulier pour les expéditeurs canadiens.

Gazoducs aux États-Unis

Bison et GTN

Nous avons vendu en juillet 2013 une participation supplémentaire de 45 % dans GTN et Bison à TC PipeLines, LP en contrepartie d'un prix d'achat global de 1,05 milliard de dollars US. Nous détenons encore une participation directe de 30 % dans ces deux gazoducs, ainsi qu'une participation de 28,9 % dans TC PipeLines, LP, dont nous sommes le commandité.

Projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR

À la suite d'un appel de soumissions fructueux ayant pris fin en octobre 2013, nous avons conclu des contrats de transport ferme pour un volume de 350 millions de pieds cubes par jour aux droits maximaux pour une période de dix ans dans le cadre du projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR, qui exige des modifications aux installations en place. Ces modifications devraient être achevées au premier trimestre de 2014. Les volumes contractuels augmenteront en 2014 pour donner lieu à un bénéfice supplémentaire. Le projet rehaussera grandement notre capacité de recevoir du gaz sur le réseau principal du sud-est d'ANR, en provenance des formations schisteuses d'Utica et de Marcellus.

Great Lakes

L'approbation par la FERC, en novembre 2013, de notre proposition de règlement tarifaire avec nos expéditeurs se traduit par une hausse d'environ 21 % des tarifs repères. Il s'ensuivra une augmentation modérée des produits dérivés de nos contrats assortis de tarifs repères. Le règlement prévoit une période de moratoire de 17 mois, jusqu'en mars 2015, et nous oblige à fixer de nouveaux tarifs à partir du 1^{er} janvier 2018.

Gazoducs au Mexique

Gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan

Les activités d'ingénierie et d'octroi des permis dans le cadre de ces deux gazoducs dans le nord-ouest du Mexique se déroulent conformément aux prévisions. Le projet de Topolobampo comprend un gazoduc d'un diamètre de 30 pouces s'étendant sur 530 km (329 milles) qui assurera l'acheminement du gaz naturel depuis El Encino, dans l'État de Chihuahua, jusqu'au point de raccordement avec des gazoducs appartenant à des tiers situé à El Oro, dans l'État de Sinaloa, jusqu'à Topolobampo, dans le même État. Ce gazoduc d'une capacité de 670 Mpi³/j sera construit au coût de 1 milliard de dollars US. Pour sa part, le projet Mazatlan prévoit un gazoduc d'un diamètre de 24 pouces s'étendant sur 413 km (257 milles), depuis El Oro jusqu'à Mazatlan, dans l'État de Sinaloa. Le coût de ce gazoduc d'une capacité de 200 Mpi³/j s'établira à quelque 400 millions de dollars US. Les deux projets sont appuyés par des contrats d'une durée de 25 ans conclus avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») et devraient être mis en service pendant le second semestre de 2016.

Prolongement du gazoduc de Tamazunchale

La construction du prolongement du gazoduc de Tamazunchale, d'une valeur de 500 millions de dollars US, se poursuit conformément à l'échéancier prévu, bien que des découvertes archéologiques aient entraîné des retards dans l'exécution des travaux. Nous croyons que ces découvertes et le recours à d'autres techniques de construction entraîneront le report de la mise en service prévue au deuxième trimestre de 2014. Comme ces découvertes n'ont rien d'exceptionnel lors de l'exécution de grands travaux d'infrastructure au Mexique, le contrat prévoit des mesures d'atténuation des retards. Nous continuons de collaborer avec les autorités locales, régionales et fédérales afin de réduire et d'atténuer le remuement du sol aux endroits visés, afin de réduire les conséquences sur la date d'entrée en service prévue.

Projets de gazoducs de transport de GNL

Coastal GasLink

En juin 2012, nous avons été choisis pour concevoir, construire, posséder et exploiter le projet de pipeline Coastal GasLink. Ce gazoduc d'une capacité initiale de 1,7 Gpi³/j et d'une valeur estimative de 4 milliards de dollars s'étendra sur 650 km (404 milles) et servira au transport de gaz naturel du gisement gazier Montney, près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'aux installations d'exportation de GNL prévues par LNG Canada près de Kitimat, dans la même province.

Nous mettons l'accent actuellement sur la participation des collectivités, des propriétaires fonciers, des gouvernements et des Premières Nations dans le cadre du déroulement du processus réglementaire. Nous avons déposé une demande d'évaluation environnementale auprès du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique en janvier 2014.

Le gazoduc pourrait entrer en service vers la fin de la présente décennie, à la condition que LNG Canada prenne la décision finale d'investir dans ce projet, après avoir reçu les approbations définitives de la part des organismes de réglementation. Nous poursuivons l'examen de ce projet et tous les coûts pourront être recouverts en cas d'abandon du projet.

Projet gazier de Prince Rupert

Nous avons été choisis pour concevoir, construire, posséder et exploiter le projet gazier de Prince Rupert, d'un coût de 5 milliards de dollars et s'étendant sur 750 km (466 milles). Le gazoduc proposé assurera le transport de gaz naturel principalement depuis la zone productrice de North Montney, près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, jusqu'aux installations d'exportation de GNL dans le Nord-Ouest du Pacifique prévues par LNG Canada près de Prince Rupert, dans la même province.

Nous mettons l'accent actuellement sur la participation des collectivités, des propriétaires fonciers, des gouvernements et des Premières Nations dans le cadre du déroulement du processus réglementaire pour le projet de pipeline de Prince Rupert auprès du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique. Nous poursuivons l'étude du corridor projeté à la lumière des consultations et des études détaillées faites jusqu'à maintenant. La décision finale d'investir dans la mise en chantier de ce projet, en prévision d'une entrée en service vers la fin de 2018, devrait être prise après la réception des approbations définitives par les organismes de réglementation.

Nous poursuivons l'examen de ce projet et tous les coûts pourront être recouverts en cas d'abandon du projet.

Projet de gazoduc de l'Alaska

L'État de l'Alaska propose d'adopter une nouvelle loi visant à assurer le retrait progressif de l'*Alaska Gasline Inducement Act* et à autoriser la conclusion d'une nouvelle entente commerciale entre TransCanada, les trois principaux producteurs et l'Alaska Gasline Development Corp. Il est convenu également qu'un projet d'exportation de GNL est actuellement une solution plus avantageuse qu'un gazoduc vers l'Alberta pour commercialiser les ressources gazières de la côte Nord de l'Alaska, compte tenu de la situation actuelle du marché. Selon les prévisions, il faudra deux années de travaux techniques préliminaires avant de prendre d'autres engagements à l'égard de la mise en œuvre commerciale du projet.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Voir la page 79 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société dans son ensemble est exposée.

Approvisionnement tiré du BSOC pour les gazoducs de raccordement en aval

Bien que nous nous efforcions de diversifier nos sources d'approvisionnement en gaz naturel, le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement d'un grand nombre de nos gazoducs et de notre infrastructure de transport en Amérique du Nord. Cet approvisionnement fait toutefois l'objet d'une intense concurrence de la part de plusieurs gazoducs, de la demande à l'intérieur même du BSOC et, à l'avenir, de la demande provenant des gazoducs proposés aux fins d'exportation de GNL depuis la côte Ouest de la Colombie-Britannique. Une diminution globale de la production ou la concurrence dans la demande d'approvisionnement pourrait influencer sur le débit des gazoducs reliés au BSOC et, en conséquence, sur les produits globaux qui en sont tirés. Bien que le BSOC renferme des réserves considérables, les volumes réellement produits dépendent de nombreuses variables, dont le prix du gaz, 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 du marché à d'autres sources d'approvisionnement

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 gazoducs actuels et une incidence sur les produits. La compétitivité à long terme de nos réseaux de gazoducs dépend 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 pipelières 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 pipelinère

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

Risque lié à la réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation peuvent avoir une incidence sur l'approbation, la construction, l'exploitation et le rendement financier de nos gazoducs. Des décisions défavorables ou rendues tardivement peuvent 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 ou de la totalité de 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 pipelinère.

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

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

Risque d'exploitation

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

Oléoducs

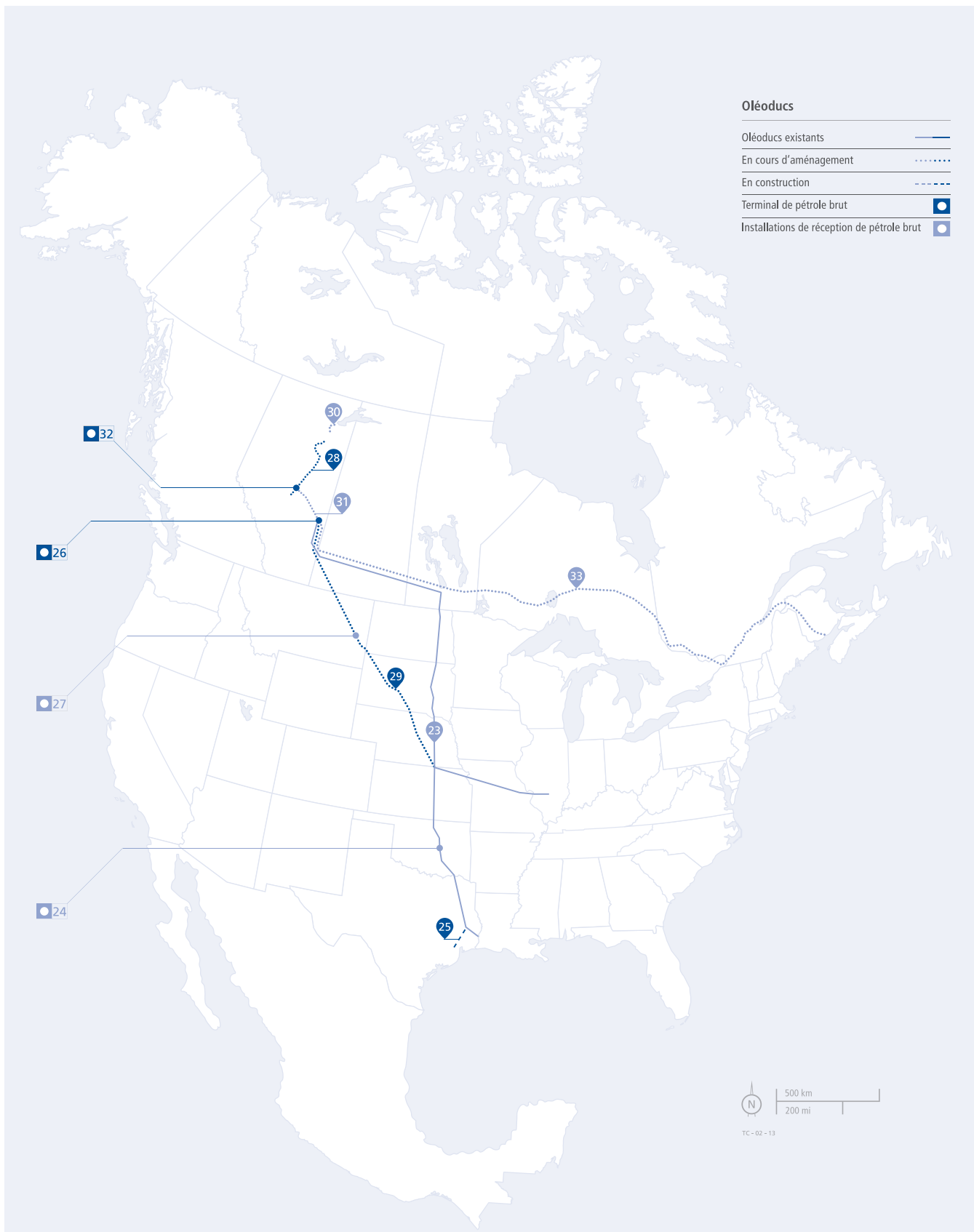
L'infrastructure d'oléoducs actuelle achemine du pétrole brut de l'Alberta jusqu'aux marchés de raffinage situés en Illinois, en Oklahoma et au Texas, aux États-Unis, en plus d'assurer le transport de pétrole brut des États-Unis depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'aux marchés de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique.

Coup d'œil sur la stratégie

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

Nous continuons de nous concentrer sur l'acquisition d'un approvisionnement croissant de pétrole brut nord-américain et sa livraison aux principaux marchés. Nous prévoyons agrandir notre infrastructure de transport de pétrole brut afin d'établir un réseau d'acheminement direct et transparent depuis les zones de production jusqu'au marché.

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



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

	longueur	description	participation
Oléoducs			
23 Réseau d'oléoducs Keystone (comprend l'oléoduc de la côte du golfe du Mexique)	4 247 km (2 639 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, et Cushing, en Oklahoma, puis au marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
En construction			
24 Installations de réception Marketlink de Cushing	Installations de réception de brut	Faciliter le transport de pétrole brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
25 Latéral et terminal de Houston	77 km (48 milles)	Transport de pétrole brut depuis le réseau d'oléoducs Keystone jusqu'à Houston, au Texas.	100 %
26 Terminal de Keystone à Hardisty	Terminal pétrolier	Terminal pétrolier proposé 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 %
En cours d'aménagement			
27 Installations de réception Marketlink de Bakken	Installations de réception de brut	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 %
28 Oléoduc Grand Rapids	500 km (300 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 %
29 Oléoduc 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 %
30 Oléoduc Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
31 Oléoduc Heartland et 32 terminaux de TransCanada	200 km (125 milles)	Terminal et oléoduc destinés au transport de pétrole brut depuis la région d'Edmonton-Heartland, en Alberta, jusqu'à Hardisty, également en Alberta.	100 %
33 Oléoduc Énergie Est	4 500 km (2 700 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 %

RÉSULTATS

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 15.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011¹
Réseau d'oléoducs Keystone	766	712	589
Expansion des affaires dans le secteur des oléoducs	(14)	(14)	(2)
BAIIA comparable du secteur des oléoducs	752	698	587
Amortissement comparable	(149)	(145)	(130)
BAII comparable du secteur des oléoducs	603	553	457
BAII comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	201	191	159
Dollars US	389	363	301
Incidence du change	13	(1)	(3)
BAII comparable du secteur des oléoducs	603	553	457

¹ Les résultats de 2011 portent sur 11 mois.

BAIIA comparable

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

- la hausse des volumes;
- l'incidence de l'augmentation, en juillet 2012, des droits fixes définitifs qui sont exigibles pour la capacité garantie jusqu'à Cushing, en Oklahoma.

Le regain de vigueur du dollar américain a eu un effet favorable sur le résultat de 2013, comparativement à 2012.

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a été de 123 millions de dollars supérieur, en 2012, à celui de 2011. L'accroissement découle de la hausse des produits, qui est principalement attribuable aux éléments suivants :

- la hausse des volumes faisant l'objet de contrats;
- l'incidence de l'augmentation, en mai 2011, des droits fixes définitifs qui sont exigibles pour la capacité garantie jusqu'à Wood River et Patoka, en Illinois;
- l'incidence de l'augmentation, en juillet 2012, des droits fixes définitifs qui sont exigibles pour la capacité garantie jusqu'à Cushing, en Oklahoma;
- la constatation des produits sur 12 mois en 2012 plutôt que sur 11 mois en 2011.

Nous avons commencé à comptabiliser un BAIIA pour le réseau d'oléoducs Keystone en février 2011, dès le début des livraisons de brut à Cushing, en Oklahoma.

Expansion des affaires

Les charges d'expansion des affaires constatées en 2012 sont supérieures de 12 millions de dollars à celles qui ont été inscrites en 2011. L'augmentation s'explique surtout par l'intensification des activités d'expansion des affaires liées à divers projets d'aménagement d'oléoducs.

Amortissement comparable

Pour l'exercice 2012, une hausse de 15 millions de dollars a été constatée au titre de l'amortissement comparable par rapport à l'exercice 2011, du fait, surtout, de la comptabilisation des charges d'amortissement sur 12 mois en 2012 plutôt que sur 11 mois, comme en 2011.

PERSPECTIVES

Résultat

Nous nous attendons à une hausse du résultat de 2014 comparativement à celui de 2013 en raison de l'achèvement du tronçon du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe du Mexique, ce qui permettra de commencer à fournir des services de transport de pétrole brut vers la côte américaine du golfe du Mexique. Le résultat devrait augmenter au fil de la mise en service des projets actuellement en cours d'élaboration.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations ont totalisé 2,5 milliards de dollars en 2013. Elles devraient atteindre 2,3 milliards de dollars en 2014 et se rapporter principalement à l'oléoduc Heartland, à l'oléoduc Northern Courier et à l'oléoduc Grand Rapids. Ce montant ne comprend pas Keystone XL. Le montant et le moment des investissements dans le réseau d'oléoducs Keystone XL seront fonction de la décision du Département d'État des États-Unis d'accorder un permis présidentiel. La page 86 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

LES ROUAGES DU SECTEUR DES OLÉODUCS

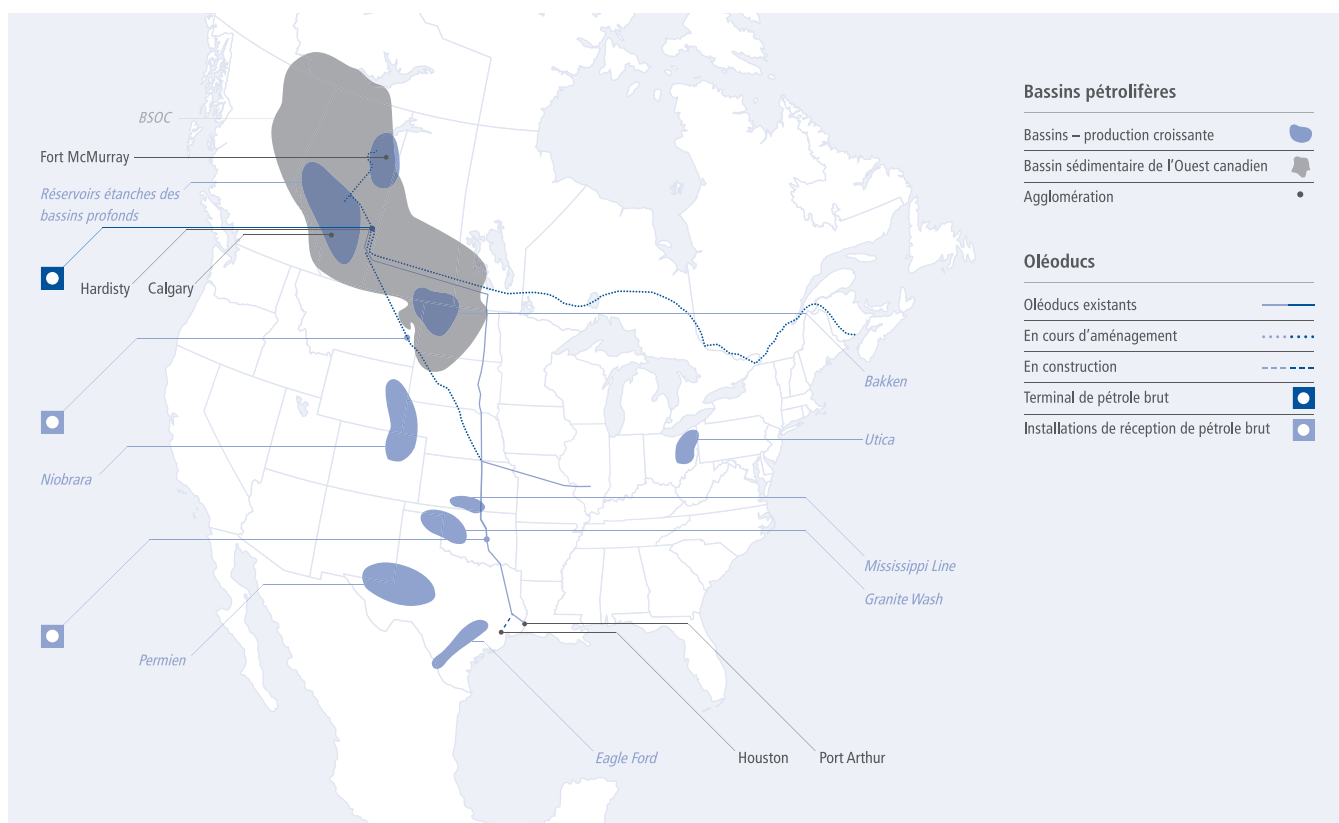
Les oléoducs transportent du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font divers produits pétroliers.

Le résultat attribuable à nos oléoducs provient principalement de la capacité pipelinière vendue aux expéditeurs en contrepartie de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction des livraisons réelles. La capacité non visée par des contrats est offerte de manière ponctuelle sur le marché au comptant, qui permet de saisir des occasions de dégager un résultat supplémentaire.

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

Contexte commercial

L'essor que connaît la production de pétrole brut au Canada et aux États-Unis stimule la demande de nouvelle infrastructure de transport de brut. Aussi saisissons-nous également les occasions de relier l'approvisionnement pétrolier croissant en Amérique du Nord aux principaux marchés.



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. Selon le rapport de 2013 de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP »), la production du BSOC a atteint un total de près de 3,0 millions de b/j, dont 1,2 million de b/j de pétrole brut classique et de condensats et 1,8 million de b/j de pétrole tiré de la région des sables bitumineux de l'Alberta. La production de pétrole brut classique dans l'Ouest canadien a encore augmenté, et la hausse constatée en 2013 comparativement à 2012 marquait la plus forte augmentation annuelle par rapport aux prévisions antérieures.

L'Alberta Energy Regulator (« AER ») a estimé dans son rapport de 2013 à environ 170 milliards de barils les réserves établies restantes en Alberta, dans les sources classiques et les sables bitumineux. Selon la prévision faite en juin 2013 par l'ACPP, les approvisionnements en pétrole brut du BSOC passeraient à 3,9 millions de b/j en 2015 et à 4,9 millions de b/j en 2020 et, toujours selon les prévisions de 2013, la production de brut classique et non classique de l'Ouest canadien atteindrait 300 000 b/j de plus en 2025 que la prévision faite en 2012.

Production des sables bitumineux

Malgré les hausses de la production tirée des sources classiques et de la nouvelle production de pétrole de schiste (notamment des formations de Bakken et de Cardium au Canada), les sables bitumineux constitueront encore la majeure partie de la production pétrolière du BSOC. L'ACPP estime que les dépenses en immobilisations de l'industrie liées aux sables bitumineux sont restées stables, à 23 milliards de dollars, en 2013.

Les réserves de sables bitumineux ont une longue durée de vie : entre 25 et 50 ans pour les projets d'extraction à ciel ouvert et entre 10 et 15 ans, en moyenne, pour la production in situ, selon le rapport de l'ACPP intitulé *Énergie canadienne responsable*. Ce cycle de vie correspond au souhait des producteurs d'établir un lien à long terme entre leurs réserves et le marché. Le réseau d'oléoducs Keystone et l'oléoduc Énergie Est projeté offriront aux producteurs la capacité pipelinière dont ils ont besoin et reposent sur des contrats d'exploitation commerciale à long terme.

Demande d'infrastructure en Alberta

La croissance de la production tirée des sables bitumineux crée par ailleurs un besoin de nouveaux pipelines à l'intérieur de l'Alberta, tels que le projet pipeline Grand Rapids, qui permettra de transporter du pétrole brut depuis la source jusqu'aux carrefours pétroliers d'Edmonton-Heartland et de Hardisty, en Alberta, ainsi que des diluants de la région d'Edmonton-Heartland jusqu'à la zone de production dans le Nord de l'Alberta. La construction du pipeline Heartland et des terminaux de TransCanada appuie les carrefours pétroliers qui offrent aux expéditeurs la possibilité de se relier au réseau d'oléoducs Keystone, à l'oléoduc Énergie Est et à d'autres oléoducs qui acheminent le brut à l'extérieur de l'Alberta.

Croissance de la production américaine

Selon les *Perspectives énergétiques mondiales* établies en 2013 par l'Agence internationale de l'énergie, d'ici 2015, les États-Unis devanceront l'Arabie Saoudite à titre de principal producteur de pétrole au monde. L'Energy Information Administration (« EIA ») des États-Unis prévoit une production en hausse de près de 2,0 millions de b/j aux États-Unis, et un sommet de 9,6 millions de b/j en 2019. Cette augmentation s'explique en grande partie par la production de pétrole de schiste, que l'EIA estime à quelque 4,8 millions de b/j en 2020, avant l'amorce d'un déclin vers 2022.

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

La production croissante des États-Unis contribue à la hausse de l'approvisionnement en pétrole brut au carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, et a donné lieu à une demande accrue de capacité pipelinrière entre Cushing, en Oklahoma, et le marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Le tronçon du réseau d'oléoducs Keystone aménagé sur la côte du golfe du Mexique et le projet Marketlink de Cushing fourniront la capacité pipelinrière supplémentaire nécessaire au transport de pétrole brut de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

Le rapport de l'EIA prévoit que malgré la hausse de la production pétrolière américaine, les États-Unis demeureront un importateur net de pétrole brut et que ses importations se chiffreront à 7,7 millions de b/j en 2040. La production croissante des bassins permien, dans l'Ouest du Texas, Eagle Ford, dans le Sud du Texas, et Williston, qui se compose surtout de pétrole brut léger, fera vraisemblablement concurrence aux volumes de brut léger venant de pays tels le Nigéria et l'Arabie Saoudite. Les raffineries de la côte du golfe du Mexique continueront sans doute de préférer le pétrole lourd du Canada parce qu'elles ont été conçues pour traiter ce type de brut et qu'elles ne peuvent pas commencer facilement à traiter de grandes quantités de pétrole de schiste léger sans faire de grands investissements. Les raffineries de la côte du golfe du Mexique ont besoin d'environ 3,5 millions de b/j de brut lourd et de densité moyenne à l'heure actuelle. Cette demande ne devrait pas fluctuer de façon appréciable dans l'avenir. Le réseau d'oléoducs Keystone est tout à fait en mesure d'acheminer le brut lourd canadien vers cet important marché.

Des raffineries de l'Est du Canada traitent déjà du brut léger importé de l'Afrique de l'Ouest et du Moyen-Orient. Elles sont donc davantage en mesure de traiter le pétrole de schiste léger. Bon nombre de ces raffineries ont récemment commencé à transporter par train de petites quantités de brut léger venant du Canada, à un prix généralement beaucoup plus élevé que celui du transport par pipeline. Cette situation a suscité une forte demande d'oléoducs reliant l'Est du Canada à la production de pétrole léger en plein essor de la formation de Bakken et du BSOC. Nous nous attendons à ce que notre projet Énergie Est, une fois approuvé et construit, puisse satisfaire à cette demande.

FAITS MARQUANTS

Réseau d'oléoducs Keystone

La construction de l'oléoduc de la côte du golfe du Mexique, d'un diamètre de 36 pouces et s'étendant sur 780 km (485 milles) depuis Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique et qui

prolonge l'oléoduc Keystone est maintenant terminée. Le transport du pétrole brut a commencé le 22 janvier 2014. Nous prévoyons une capacité pipelinère moyenne de 520 000 b/j pendant la première année d'exploitation.

Latéral et terminal de Houston

La construction du latéral de Houston, sur une distance de 77 km (48 milles), et du terminal pétrolier au coût de 400 millions de dollars US, se poursuit. Cet oléoduc servira à acheminer du pétrole brut jusqu'aux raffineries de Houston, au Texas. Nous nous attendons à ce que le latéral ait une capacité semblable à celle du projet de la côte du golfe. La capacité de stockage initiale du terminal devrait s'établir à 700 000 barils de pétrole brut. L'oléoduc et le terminal devraient être livrés vers le milieu de 2015.

Marketlink de Cushing

La construction des installations de réception Marketlink de Cushing, en Oklahoma, se poursuit. Ces installations faciliteront l'acheminement du brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing jusqu'au marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone. La construction devrait se terminer pendant le premier semestre de 2014.

Oléoduc Keystone XL

En mars 2013, le Département d'État des États-Unis a publié un avant-projet d'énoncé supplémentaire d'impact environnemental de l'oléoduc Keystone XL Pipeline. Selon cet énoncé, la construction de cet oléoduc d'une capacité de 830 000 b/j n'aura aucune incidence appréciable sur l'environnement.

Le 31 janvier 2014, le Département d'État a publié l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental de l'oléoduc Keystone XL. Les résultats compris dans le rapport sont assez semblables avec ceux des études environnementales précédentes sur cet oléoduc. Ainsi, selon l'énoncé supplémentaire définitif, l'oléoduc Keystone XL ne devrait guère avoir d'influence sur le rythme d'extraction des sables bitumineux, et toutes les autres solutions de rechange à l'aménagement de l'oléoduc Keystone XL pour le transport du pétrole brut se révèlent moins efficaces et entraîneraient la production d'une quantité plus élevée de gaz à effet de serre, plus de déversements de pétrole et de plus grands risques pour la sécurité du grand public. Le rapport marque le début de consultations auprès d'autres organismes gouvernementaux et du grand public, qui pourrait durer jusqu'à 90 jours, dans le cadre d'une évaluation de l'intérêt national.

Le 19 février 2014, un tribunal de district du Nebraska a décidé que la Public Service Commission, et non le gouverneur Dave Heineman, avait l'autorité d'approuver un tracé de rechange dans le Nebraska pour le projet Keystone XL. Nous sommes en désaccord avec la décision du tribunal de district du Nebraska et nous étudierons la décision du tribunal pour décider des mesures à prendre. Le procureur du Nebraska a porté la décision en appel.

Nous croyons que l'oléoduc qui s'étendra de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska, sera mis en service environ deux ans après la réception du permis présidentiel. Le coût estimatif de 5,4 milliards de dollars US augmentera en fonction du moment de l'obtention du permis et des conditions qui y seront assorties. Tout investissement supérieur au montant initialement prévu, jusqu'à concurrence d'un montant déterminé, sera partagé entre nous et les expéditeurs de manière à ce que 75 % de la variation de l'investissement se reflète dans le paiement fixe que nous recevrons et toute hausse de l'investissement au-delà du montant déterminé sera partagée en parts égales entre nous et les expéditeurs. Au 31 décembre 2013, nous avons déjà investi 2,2 milliards de dollars US dans ce projet.

Oléoduc Énergie Est

En août 2013, nous avons annoncé le lancement du projet d'oléoduc Énergie Est, d'une capacité de 1,1 million de b/j, qui devrait acheminer environ 900 000 b/j de pétrole brut, depuis l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries et aux terminaux d'exportation de l'Est du pays, dans le cadre d'engagements fermes de longue durée. Le projet devrait coûter environ 12 milliards de dollars, abstraction faite de la valeur de transfert des actifs liés au gaz naturel du réseau principal au Canada.

Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons au Québec en 2018 et les livraisons au Nouveau-Brunswick devraient suivre plus tard en 2018. Nous avons amorcé le

processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes ainsi que les travaux sur le terrain dans le cadre de nos activités de conception et de planification préliminaires. Nous avons l'intention de déposer au cours du premier semestre de 2014 les demandes réglementaires nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter le projet pipelinier et les installations terminales.

Projet pipelinier Northern Courier

En avril 2013, nous avons déposé une demande de permis auprès d'AER après avoir mené à terme le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes ainsi que les travaux sur place connexes.

En octobre 2013, Suncor Énergie a annoncé que Fort Hills Energy Limited Partnership allait de l'avant avec le projet d'exploitation des sables bitumineux de Fort Hills et que la production de pétrole brut devrait s'amorcer en 2017. Notre projet pipelinier Northern Courier devrait coûter 800 millions de dollars et il assurera le transport de bitume et de diluant depuis la mine de Fort Hills jusqu'aux installations terminales de Suncor Énergie situées au nord de Fort McMurray, en Alberta.

Oléoduc Heartland et terminaux de TransCanada

En mai 2013, nous avons annoncé que nous avons conclu des ententes d'expéditions exécutoires à long terme prévoyant la construction, la possession et l'exploitation des projets du pipeline Heartland et des terminaux TC.

Les projets proposés comprennent un pipeline de pétrole brut de 200 km (125 milles) reliant la région du marché d'Edmonton-Heartland aux installations de Hardisty, en Alberta, et une installation terminale dans le secteur industriel de Heartland, au nord d'Edmonton. Nous prévoyons que le pipeline pourra transporter jusqu'à 900 000 b/j, tandis que le terminal aura une capacité de stockage d'un maximum de 1,9 million de barils de pétrole brut. Le coût cumulé de ces projets est évalué à 900 millions de dollars et leur mise en service est prévue en 2016.

En mai 2013, nous avons déposé auprès de l'AER une demande de permis pour le terminal, et une demande au sujet du pipeline en octobre 2013, après avoir achevé le processus obligatoire d'engagement des Autochtones et des parties prenantes et les travaux sur place connexes. La demande de permis pour le terminal a été approuvée en février 2014.

Terminal de Keystone à Hardisty

En mai 2013, nous avons entrepris la construction du terminal de Keystone à Hardisty, en Alberta, qui devrait avoir une capacité de stockage pouvant atteindre 2,6 millions de barils de pétrole brut et dont le coût se chiffre à 300 millions de dollars. La mise en service est prévue en 2016.

Projet pipelinier Grand Rapids

En mai 2013, nous avons déposé une demande de permis visant le projet pipelinier Grand Rapids auprès d'AER après avoir mené à terme le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes et les travaux sur place connexes. Constitué d'un réseau de canalisations doubles, l'oléoduc pourra acheminer jusqu'à 900 000 b/j de pétrole brut et 330 000 b/j de diluant.

TransCanada et un partenaire détiendront chacun 50 % du projet d'un coût estimatif de 3 milliards de dollars, dont nous serons l'exploitant. Notre partenaire a pris un engagement à long terme visant le transport de brut et de diluant au moyen de cet oléoduc.

Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises, le réseau pipelinier devrait être mis en service en plusieurs étapes dont la première viserait le transport de pétrole brut d'ici le milieu de 2015. La mise en service du réseau tout entier aurait lieu au deuxième semestre de 2017.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des oléoducs. Voir la page 79 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation, les risques liés à la santé, la sécurité et l'environnement (« SSE ») et les risques financiers.

Risque d'exploitation

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

Réglementation

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

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

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

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinière

La demande de capacité pipelinière pour le transport de pétrole brut dépend du niveau de l'approvisionnement en pétrole brut et de la demande de produits pétroliers raffinés. Les nouvelles technologies de production, dont le drainage par gravité au moyen de vapeur et le forage horizontal combiné à la fracturation hydraulique, permettent aux producteurs d'intensifier de manière économique, compte tenu des prix actuels du brut, les activités de mise en valeur de ressources non classiques, telles que les sables bitumineux et le pétrole de schiste, et la situation a entraîné une demande accrue de nouvelle infrastructure de transport. 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 marges dans le secteur pétrolier pourrait par ailleurs inciter les producteurs de brut à réduire leurs investissements dans la mise en valeur des sources de pétrole. Ces facteurs, selon leur gravité, pourraient avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'expansion de notre infrastructure de transport pétrolier et, à long terme, sur le renouvellement des contrats conclus avec les expéditeurs, à mesure que les contrats actuels arriveront à échéance.

Concurrence

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

Énergie

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

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

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

Nous détenons ou contrôlons des installations de stockage de gaz naturel non réglementées d'une capacité approximative de 156 Gpi³ en Alberta, soit près du tiers de la capacité albertaine. Notre capacité de stockage, compte tenu des installations de stockage de gaz naturel réglementées qui sont situées au Michigan et qui font partie du secteur des gazoducs, se chiffre à environ 407 Gpi³.

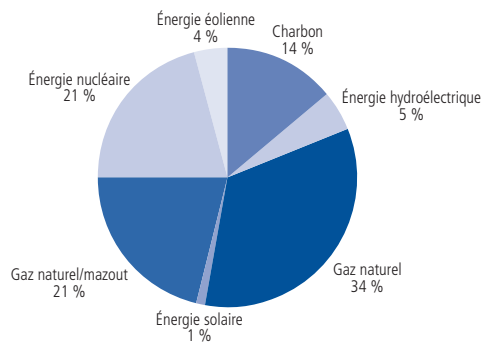
Coup d'œil sur la stratégie

Nous mettons l'accent sur une infrastructure électrique et sur des actifs de stockage de gaz naturel durables et peu coûteux qui s'appuient sur de solides indicateurs de base du marché, et nous nous efforçons de saisir les occasions de contrat à long terme avec des parties solvables qui sont dignes de confiance. Nos investissements dans des centrales alimentées au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, à l'énergie éolienne, à l'énergie hydraulique et à l'énergie solaire témoignent de notre engagement à l'égard de l'énergie propre et durable.

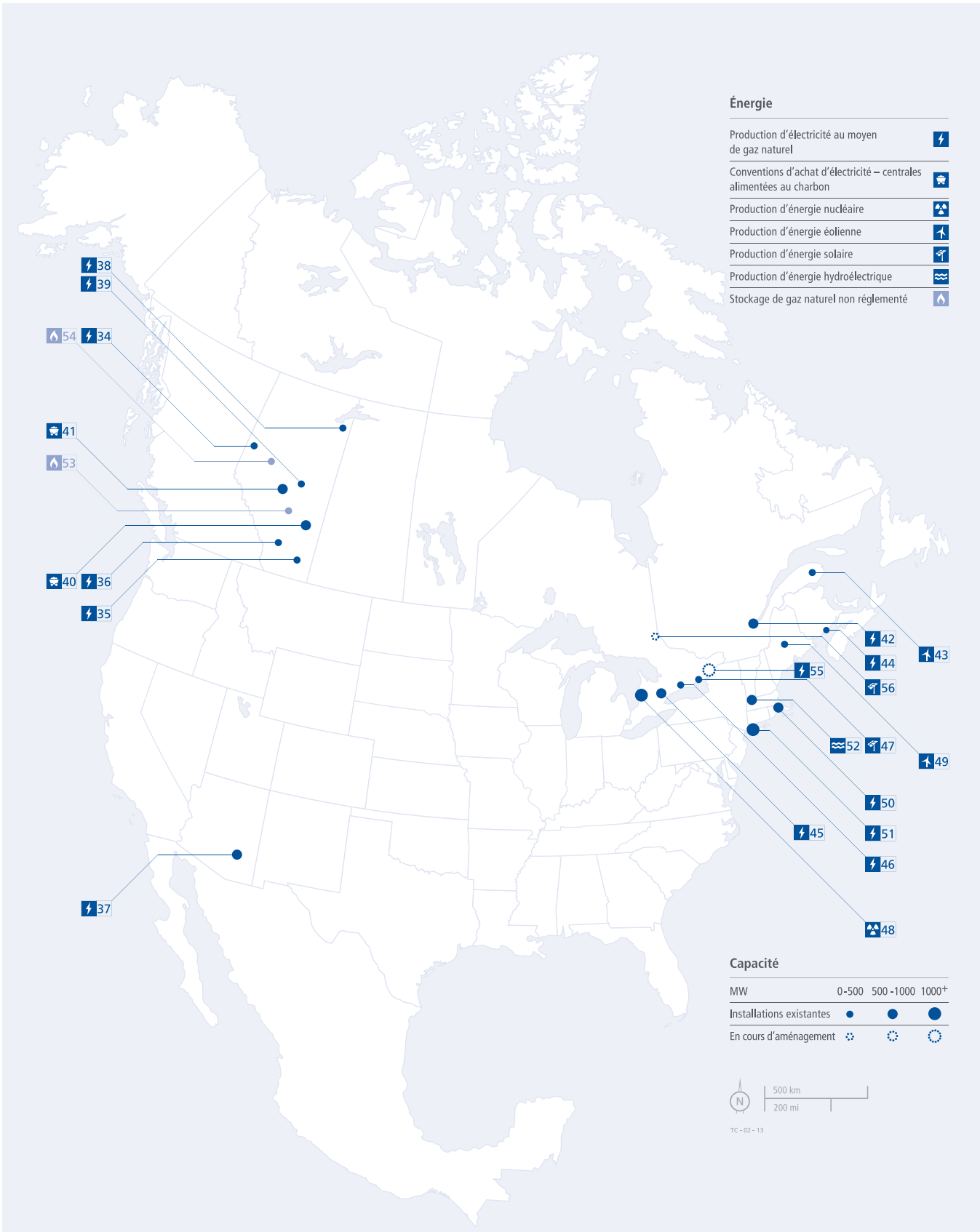
L'accroissement de la demande d'électricité en Amérique du Nord, conjugué au vieillissement de l'infrastructure de base pour la production d'électricité et à la préférence de la société pour des sources de production d'électricité à moins forte intensité carbonique, devrait nous donner l'occasion de prendre part à de nouveaux projets de production d'électricité et à d'autres projets d'infrastructure électrique.

Le rôle joué par le stockage du gaz naturel pour assurer et équilibrer la fiabilité et la souplesse du réseau gazier devrait prendre plus d'importance au fil de l'expansion du marché, qui sera dynamisé par le recours à une capacité de production d'électricité fondée sur le gaz naturel pour combler des besoins croissants en énergie renouvelable et à la suite de la construction de nouveaux terminaux d'exportation de GNL.

Électricité produite selon le combustible¹



¹ Y compris les installations en cours d'aménagement.



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

	capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation
Installations énergétiques au Canada Capacité de production de 8 070 MW (y compris les installations en cours d'aménagement)					
Installations énergétiques de l'Ouest Offre d'électricité de 2 636 MW en Alberta et dans l'Ouest des États-Unis					
34 Bear Creek	80	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Grande Prairie (Alberta)	100 %
35 Cancarb ¹	27	Gaz naturel, chaleur résiduelle	Centrale alimentée au moyen de la chaleur résiduelle provenant des installations attenantes de noir de carbone thermique (un sous-produit du gaz naturel), qui appartiennent à TransCanada	Medicine Hat (Alberta)	100 %
36 Carseland	80	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Carseland (Alberta)	100 %
37 Coolidge ²	575	Gaz naturel	Centrale électrique de pointe à cycle simple	Coolidge (Arizona)	100 %
38 Mackay River	165	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Fort McMurray (Alberta)	100 %
39 Redwater	40	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Redwater (Alberta)	100 %
40 CAE de Sheerness	756	Charbon	CAE visant la totalité de la production	Hanna (Alberta)	100 %
41 CAE de Sundance A	560	Charbon	CAE visant la totalité de la production	Wabamun (Alberta)	100 %
41 CAE de Sundance B (propriétaire : ASTC Power Partnership ³)	353 ⁴	Charbon	CAE visant la totalité de la production	Wabamun (Alberta)	50 %
Installations énergétiques de l'Est Capacité de production de 2 950 MW (y compris les installations en cours d'aménagement)					
42 Bécancour	550	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Trois-Rivières (Québec)	100 %
43 Cartier énergie éolienne	366 ⁴	Énergie éolienne	Cinq projets éoliens	Gaspésie (Québec)	62 %
44 Grandview	90	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Saint John (Nouveau- Brunswick)	100 %
45 Halton Hills	683	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Halton Hills (Ontario)	100 %
46 Portlands Energy	275 ⁴	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Toronto (Ontario)	50 %
47 Énergie solaire en Ontario	36	Énergie solaire	Quatre projets d'énergie solaire	Sud de l'Ontario	100 %

	capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation
Bruce Power Capacité de production de 2 484 MW par l'entremise de huit réacteurs					
48 Bruce A	1 462 ⁴	Énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	48,9 %
48 Bruce B	1 022 ⁴	Énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	31,6 %
Installations énergétiques aux États-Unis Capacité de production de 3 755 MW					
49 Kibby	132	Énergie éolienne	Parc éolien	Cantons de Kibby et de Skinner (Maine)	100 %
50 Ocean State Power	560	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Burrillville (Rhode Island)	100 %
51 Ravenswood	2 480	Gaz naturel et mazout	Centrale à turbines multiples (turbines à vapeur polycombustibles, turbines à cycle combiné et turbines à combustion) pouvant être alimentée au gaz naturel et au mazout	Queens (New York)	100 %
52 TC Hydro	583	Hydro-électricité	13 centrales hydroélectriques, avec barrages et réservoirs connexes	Sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield (New Hampshire, Vermont et Massachusetts)	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi ³					
53 CrossAlta	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Crossfield (Alberta)	100 %
54 Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Edson (Alberta)	100 %
En cours d'aménagement					
55 Napanee	900	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné proposée	Greater Napanee (Ontario)	100 %
56 Énergie solaire en Ontario	50	Énergie solaire	Nous nous attendons à acheter cinq projets d'énergie solaire de Canadian Solar Solutions Inc. en 2014	Sud de l'Ontario et New Liskeard (Ontario)	100 %

¹ Au 31 décembre 2013, la centrale alimentée par la chaleur résiduelle et la centrale alimentée au noir de carbone thermique de Cancarb ont été classées dans la catégorie des actifs destinés à la vente. Voir la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information.

² Centrale située en Arizona et dont les résultats sont constatés dans les résultats des installations énergétiques de l'Ouest du Canada.

³ Nous détenons une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui a conclu une CAE à l'égard de la totalité de la production de la centrale de Sundance B.

⁴ Notre quote-part de la capacité de production.

RÉSULTATS

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 15.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Installations énergétiques au Canada			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	380	335	483
Installations énergétiques de l'Est ²	347	345	297
Bruce Power	310	14	110
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(50)	(48)	(43)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada³	987	646	847
Amortissement comparable	(172)	(152)	(141)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada³	815	494	706
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)			
Installations énergétiques du Nord-Est	370	257	314
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(47)	(48)	(41)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	323	209	273
Amortissement comparable	(107)	(121)	(109)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	216	88	164
Incidence du change	7	-	(4)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	223	88	160
Stockage de gaz naturel et autres			
Stockage de gaz naturel et autres	73	77	84
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(10)	(6)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres³	63	67	78
Amortissement comparable	(12)	(10)	(12)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres³	51	57	66
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(20)	(19)	(25)
BAII comparable du secteur de l'énergie³	1 069	620	907
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur de l'énergie³	1 363	903	1 168
Amortissement comparable	(294)	(283)	(261)
BAII comparable du secteur de l'énergie³	1 069	620	907

¹ Ces données comprennent la centrale de Coolidge depuis mai 2011.

² Ces données comprennent l'acquisition de quatre projets d'énergie éolienne en Ontario en 2013 et la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012, la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011.

³ Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, Portlands Energy, Bruce Power et CrossAlta jusqu'en décembre 2012. En décembre 2012, nous avons acheté la participation restante de 40 % dans CrossAlta, ce qui a porté à 100 % notre participation, et nous avons commencé à consolider son exploitation.

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

- de la hausse de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power résultant de l'augmentation des produits des réacteurs 1 et 2 et de la diminution du nombre prévu de jours d'arrêt d'exploitation du réacteur 4 ainsi que

de la constatation d'un règlement d'assurance lié à la panne du générateur électrique du réacteur 2 en mai 2012;

- du résultat supplémentaire du secteur de l'électricité aux États-Unis, en raison surtout de la hausse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et de l'accroissement de la production des installations hydroélectriques situées aux États-Unis;
- du résultat supplémentaire du secteur de l'électricité dans l'Ouest en raison principalement d'une augmentation des volumes achetés dans le cadre de CAE.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a été inférieur de 265 millions de dollars en 2012 par rapport à 2011, un effet net :

- du résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison du cas de force majeure ayant touché Sundance A;
- du résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne, pour les installations énergétiques de l'Est, et Coolidge, pour les installations énergétiques de l'Ouest;
- la diminution de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power en raison d'un nombre supérieur de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif;
- du résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, en raison d'un affaiblissement des prix réalisés, d'une hausse des coûts de fourniture de l'électricité et de la réduction de l'écoulement hydraulique dans les installations de TC Hydro.

PERSPECTIVES

Résultat

Selon toute attente, le secteur de l'énergie devrait inscrire un résultat légèrement moins élevé en 2014 par rapport à 2013, en raison surtout de l'effet net :

- de l'affaiblissement possible des prix de l'électricité et des écarts saisonniers de prix du stockage de gaz naturel en Alberta;
- du résultat inférieur découlant de la vente de Cancarb;
- de l'accroissement des prix de capacité réalisés et des prix des produits dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre;
- du résultat supplémentaire tiré des installations d'énergie solaire acquises en 2013 ainsi que des autres installations dont l'acquisition est prévue en 2014, annulé par des contributions moins élevées de Bécancour.

Nous nous attendons à ce que la quote-part du bénéfice dans Bruce Power soit comparable à celui de 2013.

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

Les marchés de vente au comptant pourraient par ailleurs être touchés par l'incidence des conditions météorologiques, des arrêts d'exploitation imprévus ainsi que des modifications également imprévues de la réglementation.

Installations énergétiques de l'Ouest

Les facteurs fondamentaux qui caractérisent le marché albertain de l'électricité sont solides. Une nouvelle capacité de production et de nouveaux projets de transport sont en cours d'aménagement afin de répondre à la croissance de la demande albertaine qui, parallèlement à l'essor de l'économie, s'est établie en 2013 à 2,5 % de plus qu'en 2012, soit un taux annuel relativement constant depuis 2009. Les perspectives des prix à terme du pétrole appuient les investissements continus dans les sables bitumineux et la mise en valeur connexe devrait consolider la croissance économique continue et l'accroissement de la demande d'électricité dans la province de l'Alberta. Selon les prévisions de l'Alberta Electric System Operator, la croissance annuelle

de la demande restera soutenue et dépassera 3 % au cours de la prochaine décennie, ce qui porte à environ 7 000 MW les besoins en nouvelle production.

Cette forte croissance offrira de nombreuses occasions de participer à de nouveaux projets de production d'électricité et à d'autres projets d'infrastructure électrique. Les prix sur le marché au comptant de l'électricité dépendent de nombreux facteurs, dont les conditions qui prévalent en matière d'offre et de demande et les prix du gaz naturel. L'offre d'électricité est généralement dictée par le rendement des centrales alimentées au charbon et par l'énergie éolienne disponible, tandis que la demande d'électricité est étroitement liée aux conditions météorologiques ainsi qu'à des facteurs saisonniers. En 2013, les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant de l'Alberta (80 \$ le MW/h) affichaient une hausse comparativement à 2012 (64 \$ le MW/h) en raison notamment de trois arrêts importants de longue durée de la production de centrales alimentées au charbon, d'une demande plus soutenue et de la hausse des prix du gaz naturel. En 2014, un faible accroissement de l'offre et une diminution des arrêts prolongés de la production des centrales alimentées au charbon devraient faire fléchir les prix de vente au comptant, qui reviendront à des niveaux comparables aux prix antérieurs à long terme.

Stockage du gaz naturel

Les écarts de prix du gaz naturel sont actuellement à des creux cycliques, les écarts de prix d'une saison à l'autre étant moins élevés en 2014 que la moyenne enregistrée en 2013. La vigueur des prix obtenus pendant l'été, comparativement aux prix en hiver, sera fortement tributaire des niveaux des stocks à la fin de la saison et de la hausse des expéditions à l'extérieur de l'Alberta pendant l'été.

Installations énergétiques de l'Est

Toute la production des actifs actuels des installations énergétiques de l'Est est visée par des contrats. Nos actifs en Ontario font l'objet de contrats conclus avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») et sont donc en grande partie à l'abri des fluctuations des prix de vente de l'électricité sur le marché au comptant dans cette province. Selon les prévisions de l'Independent Electricity System Operator de l'Ontario, la croissance de la demande d'électricité sera faible en 2014, parce que les programmes de conservation et la production intégrée annulent l'accroissement de la consommation lié à la croissance de l'économie. À la fin de 2013, l'Ontario avait mis hors service presque toutes ses centrales électriques alimentées au charbon.

Bruce Power

Le gouvernement de l'Ontario a publié à la fin de 2013 une mise à jour de son plan énergétique à long terme. Ce plan comprenait un cadre stratégique de remise à neuf de certaines centrales nucléaires, notamment les installations de Bruce Power qui nous appartiennent en partie. Bruce Power étudie actuellement les incidences de la mise à jour de ce plan ainsi que les options de remise à neuf de ses installations.

Installations énergétiques aux États-Unis

La demande d'électricité dans les marchés du Nord-Est des États-Unis devrait afficher une faible progression en 2014. La hausse possible des prix de l'électricité viendra principalement de l'augmentation prévue des prix du gaz naturel, en raison des difficultés d'approvisionnement dans les marchés du Nord-Est des États-Unis et d'un meilleur soutien des indicateurs de base découlant de retraits plus considérables dans les stocks de gaz naturel pendant l'hiver 2013-2014.

Le prix moyen de l'électricité de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre s'est chiffré à 56 \$ US le MW/h en 2013, comparativement à un prix moyen de 36 \$ US le MW/h en 2012, en raison surtout de la hausse du prix du gaz naturel. En 2013, la demande d'électricité en Nouvelle-Angleterre s'est établie à environ 1,5 % de plus que l'année précédente, en raison d'un hiver froid et de la faible progression de l'économie. Selon les prévisions de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre, l'augmentation annuelle de la demande d'électricité devrait se maintenir à environ 1,5 % pendant les prochaines années, en raison d'une modeste progression de l'économie.

La demande d'électricité dans la ville de New York en 2013 est restée comparable au niveau constaté en 2012, en raison surtout d'une faible croissance économique et du temps froid qui a caractérisé la fin de la période

estivale. Toutefois, le prix moyen de l'électricité de l'ISO de New York est passé d'environ 39 \$ US le MW/h en 2012 à 52 \$ US le MW/h en 2013 pour la ville de New York en raison du prix plus élevé du gaz naturel. L'ISO de New York prévoit que la demande d'électricité pour la ville de New York augmentera de 0,5 % par année pendant la prochaine décennie, compte tenu d'une faible progression de la population et de l'économie.

Nos installations de production d'électricité situées dans le Nord-Est des États-Unis affichent également des produits appréciables en raison de leur présence dans les marchés régionaux de la capacité. Les fournisseurs d'électricité tirent parti de ces marchés du fait qu'ils peuvent fournir de l'électricité. Ces marchés visent également à promouvoir les investissements dans des ressources électriques existantes ou nouvelles nécessaires pour répondre à la demande des clients et pour assurer la fiabilité du réseau électrique. Les prix de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre déterminés lors d'enchères du marché de la capacité future ont été fixés à 2,75 \$ US le kW/mois en 2014, et les nouveaux prix proportionnels sont légèrement plus élevés que le prix de 2,50 \$ US le kW/mois exigé en 2013. Dans la région de New York, les nouveaux paramètres de courbe de demande approuvés récemment par la FERC entreront en vigueur à partir de l'été 2014. Ces paramètres de prix sont légèrement moins élevés que les paramètres actuels. Conjugués à d'autres facteurs qui influent sur l'offre et la demande de capacité, y compris l'effet net de ces nouveaux paramètres, les prix de capacité en 2014 devraient être légèrement plus élevés que les prix réalisés en 2013. Pour un complément d'information sur ces faits nouveaux, consulter la section « Énergie – Faits marquants » à la page 64.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations du secteur de l'énergie ont totalisé 152 millions de dollars en 2013 et elles devraient atteindre environ 270 millions de dollars en 2014. La page 86 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

En 2013, outre le montant de 63 millions de dollars investi dans Bruce Power pour divers projets d'investissement, nous avons investi 216 millions de dollars pour l'acquisition de quatre installations d'énergie solaire en Ontario. Nous prévoyons engager en 2014 un montant d'environ 280 millions de dollars pour l'acquisition des cinq autres installations d'énergie solaire en Ontario et 90 millions de dollars pour des investissements dans Bruce Power.

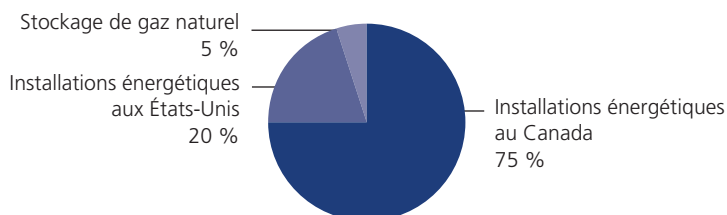
LES ROUAGES DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte trois groupes :

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

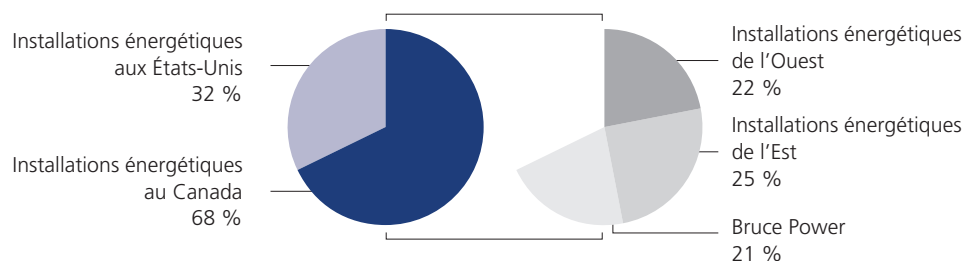
BAIL comparable du secteur de l'énergie – apport selon le groupe, à l'exclusion des charges d'expansion des affaires

exercice clos le 31 décembre 2013



Capacité de production – apport selon le groupe

exercice clos le 31 décembre 2013 (y compris les installations en cours d'aménagement)



Installations énergétiques au Canada

Installations énergétiques de l'Ouest

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

Électricité achetée au moyen de contrats à long terme

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

Électricité vendue au moyen de contrats à long terme

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

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

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

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

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

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

Installations énergétiques de l'Est

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

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

Actifs en exploitation selon les modalités de contrats à terme

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Bécancour ¹	CAE de 20 ans Vente de la vapeur produite à un client industriel	Hydro-Québec	2026
Cartier énergie éolienne	CAE de 20 ans	Hydro-Québec	2032
Grandview	Contrat d'achat ferme de 20 ans visant 100 % de la chaleur et de l'électricité produites	Irving Oil	2025
Halton Hills	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	OEO	2030
Portlands Energy	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	OEO	2029
Énergie solaire en Ontario ²	Contrats de 20 ans en vertu du programme de tarifs de rachats garantis	OEO	2033

¹ La production d'électricité est interrompue depuis 2008.

² Nous avons acquis quatre installations en 2013 et nous prévoyons acheter les cinq autres installations en 2014.

Actifs en cours d'aménagement

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Énergie solaire en Ontario ¹	Contrats de 20 ans en vertu du programme de tarifs de rachats garantis	OEO	20 ans à compter de la date de mise en service
Napanee	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	OEO	20 ans à compter de la date de mise en service

¹ Nous avons acquis quatre installations en 2013 et nous prévoyons acheter les cinq autres installations en 2014.

Résultats des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est^{1,2}

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 15.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Produits			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	609	640	822
Installations énergétiques de l'Est ²	400	415	391
Autres ³	108	91	69
	1 117	1 146	1 282
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation⁴	141	68	117
Achats de produits de base revendus			
Installations énergétiques de l'Ouest	(277)	(281)	(368)
Autres ⁵	(6)	(5)	(9)
	(283)	(286)	(377)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(248)	(218)	(242)
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2012	-	(30)	-
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(50)	(48)	(43)
BAIIA comparable	677	632	737
Amortissement comparable	(172)	(152)	(141)
BAII comparable	505	480	596
Ventilation du BAIIA comparable			
Installations énergétiques de l'Ouest	380	335	483
Installations énergétiques de l'Est	347	345	297
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(50)	(48)	(43)
BAIIA comparable	677	632	737

¹ Ces données comprennent la centrale de Coolidge depuis mai 2011.

² Ces données comprennent l'acquisition de quatre installations solaires en Ontario en 2013, la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012, la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011.

³ Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique.

⁴ Ces données tiennent compte de notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy.

⁵ Ces données comprennent le coût du gaz naturel excédentaire n'ayant pas été utilisé dans le cadre de l'exploitation.

Volumes de vente et capacité disponible^{1,2}

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

exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Volumes des ventes (en GWh)			
Offre			
Électricité produite			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	2 728	2 691	2 606
Installations énergétiques de l'Est ²	3 822	4 384	3 714
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ³	8 223	6 906	7 909
Autres achats	13	46	248
	14 786	14 027	14 477
Ventes			
Électricité vendue à contrat			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	7 864	8 240	8 381
Installations énergétiques de l'Est ²	3 822	4 384	3 714
Électricité vendue au comptant			
Installations énergétiques de l'Ouest	3 100	1 403	2 382
	14 786	14 027	14 477
Capacité disponible des centrales⁴			
Installations énergétiques de l'Ouest ^{1,5}	95 %	96 %	97 %
Installations énergétiques de l'Est ^{2,6}	90 %	90 %	93 %

¹ Ces données comprennent la centrale de Coolidge depuis mai 2011.

² Ces données comprennent l'acquisition de quatre installations solaires en Ontario en 2013, la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012, la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011. Elles tiennent également compte de notre participation de 50 % dans Portlands Energy.

³ Ces données tiennent compte de notre participation de 50 % dans les volumes de Sundance B par le truchement d'ASTC Power Partnership. Les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A ont été remis en service respectivement au début de septembre 2013 et au début d'octobre 2013.

⁴ 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.

⁵ Ces données excluent les installations qui fournissent de l'électricité à TransCanada aux termes de CAE.

⁶ La centrale de Bécancour a été exclue du calcul de la capacité du fait que sa production d'électricité est interrompue depuis 2008.

Installations énergétiques de l'Ouest

En 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est établi à 45 millions de dollars de plus qu'en 2012, en raison surtout de l'augmentation des volumes achetés dans le cadre de CAE et vendus à des prix réalisés comparables aux niveaux obtenus en 2012.

Le marché énergétique de l'Alberta est resté vigoureux en 2013. La demande d'électricité y a progressé de 2,5 % en 2013, comparativement à 2012. Le prix moyen sur le marché au comptant en Alberta se chiffrait à 80 \$ le MW/h en 2013, soit 25 % de plus que l'année précédente, en raison notamment de trois longues interruptions de la production de centrales alimentées au charbon, de la croissance de la demande et de l'augmentation des prix du gaz naturel. Les prix réalisés sur les ventes d'électricité peuvent être plus élevés ou inférieurs aux prix de l'électricité sur les marchés au comptant pendant une période déterminée en raison des activités liées à la conclusion de contrats.

Les volumes achetés en 2013 ont été supérieurs à ceux de 2012 en raison surtout de la remise en service du groupe électrogène 1 de Sundance A, au début de septembre 2013, et du groupe électrogène 2 au début d'octobre 2013 et de l'augmentation des volumes achetés aux termes de la CAE de Sundance B.

En 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est chiffré à 148 millions de dollars de moins qu'en 2011, en grande partie un effet net :

- de la situation de force majeure frappant Sundance A, d'où l'absence de résultat inscrit en 2012;
- de la réduction des achats de volumes d'électricité aux termes de CAE pendant les périodes de faibles prix sur les marchés au comptant;
- du résultat supplémentaire de Coolidge, dont la mise en service a eu lieu en mai 2011;
- de l'augmentation des prix de vente d'électricité réalisés à la suite des activités de passation de contrats.

En 2013, environ 72 % des volumes de ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats (85 % en 2012 et 78 % en 2011).

Installations énergétiques de l'Est

En 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a été semblable à celui de 2012, un effet net :

- du résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne et des quatre installations solaires acquises en Ontario en 2013;
- de la diminution des produits contractuels de Bécancour.

En 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est se chiffrait à 48 millions de dollars de plus qu'en 2011, un effet net :

- du résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne;
- de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, et qui regroupe Bruce A et Bruce B. Bruce A compte quatre réacteurs (1 à 4) d'une capacité combinée d'environ 3 000 MW. Bruce B compte également quatre réacteurs (5 à 8) d'une capacité combinée d'environ 3 200 MW. L'OEO loue les huit réacteurs nucléaires à Bruce B, qui sous-loue les réacteurs 1 à 4 à Bruce A.

Toute la capacité de production de Bruce Power fait l'objet d'un contrat conclu avec l'OEO. Les résultats de Bruce Power varient surtout en raison de la fréquence, de la portée et de la durée des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif.

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

Prix fixe de Bruce A	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	68,23 \$
Du 1 ^{er} avril 2011 au 31 mars 2012	66,33 \$

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

Prix plancher de Bruce B	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	51,62 \$
Du 1 ^{er} avril 2011 au 31 mars 2012	50,18 \$

Bruce B doit rembourser les montants reçus conformément au mécanisme de prix plancher lorsque le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Bruce Power n'a remboursé aucun montant au cours des trois derniers exercices.

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

Résultats de Bruce Power

Quote-part nous revenant

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2013	2012	2011
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹			
Bruce A	202	(149)	33
Bruce B	108	163	77
	310	14	110
Comprend ce qui suit :			
Produits	1 258	763	817
Charges d'exploitation	(618)	(567)	(565)
Amortissement et autres	(330)	(182)	(142)
	310	14	110
Bruce Power – Données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ²			
Bruce A ³	82 %	54 %	90 %
Bruce B	89 %	95 %	88 %
Capacité cumulée de Bruce Power	86 %	81 %	89 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus			
Bruce A	123	336	60
Bruce B	140	46	135
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus			
Bruce A	63	18	16
Bruce B	20	25	24
Volumes des ventes (en GWh) ¹			
Bruce A ³	10 033	4 194	5 475
Bruce B	7 824	8 475	7 859
	17 857	12 669	13 334
Prix de vente réalisés par MWh ⁴			
Bruce A	70 \$	68 \$	66 \$
Bruce B	54 \$	55 \$	54 \$
Capacité cumulée de Bruce Power	62 \$	57 \$	57 \$

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

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

³ La capacité disponible des centrales et les volumes des ventes pour 2013 et 2012 comprennent l'incidence supplémentaire des réacteurs 1 et 2 qui ont été remis en service en octobre 2012.

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

La quote-part du bénéfice dans Bruce A en 2013 a été supérieur de 351 millions de dollars à celui de 2012. Cette augmentation est principalement attribuable :

- au résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2, qui ont été remis en service en octobre 2012;
- au résultat supérieur du réacteur 3 compte tenu de l'arrêt d'exploitation de West Shift Plus pour entretien préventif aux premier et deuxième trimestres de 2012;

- à la constatation, au premier trimestre de 2013, d'un règlement d'assurance d'environ 40 millions de dollars lié à la panne du générateur électrique du réacteur 2 en mai 2012 et qui a touché la production de Bruce A en 2012 et 2013;
- au résultat supérieur du réacteur 4, compte tenu de l'arrêt pour les travaux d'allongement du cycle de vie, amorcés au troisième trimestre de 2012 et terminés en avril 2013.

La quote-part du bénéfice dans Bruce B en 2013 a été inférieur de 55 millions de dollars à celui de 2012, en raison principalement de la réduction des volumes et de la hausse des coûts d'exploitation découlant d'un nombre plus élevé que prévu de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif.

En 2012, la quote-part du bénéfice dans Bruce A a été de 182 millions de dollars inférieur à celui de 2011. Ce recul s'explique en grande partie par les volumes moins élevés et l'augmentation des coûts d'exploitation résultant des arrêts d'exploitation prévus des réacteurs 3 et 4 du programme West Shift Plus, en partie annulés par le résultat supplémentaire des réacteurs 1 et 2 qui ont été remis en service en octobre 2012.

Également en 2012, la quote-part du bénéfice dans Bruce B a augmenté de 86 millions de dollars comparativement à celui de 2011. La hausse tient surtout à la hausse des volumes et à la réduction des coûts d'exploitation découlant d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif, d'une baisse de la charge de location et d'une appréciation des prix réalisés.

La capacité globale disponible des centrales en 2014 devrait se situer à près de 90 % pour Bruce A et B. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'un réacteur de Bruce A est prévu pendant le premier semestre de 2014. Des arrêts d'exploitation pour entretien préventif de deux réacteurs de Bruce B sont également prévus pendant les premier et quatrième trimestres de 2014.

Installations énergétiques aux États-Unis

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

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

Offre de capacité

Les produits tirés de la capacité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre sont fonction de deux facteurs : les prix de capacité et la capacité disponible. Il est donc important de maintenir une capacité disponible élevée afin de maximiser les volumes de capacité qui font l'objet d'un paiement.

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

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

Vente d'énergie

Nos activités sont axées sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long terme conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros. Dans certains cas, les ventes d'électricité sont groupées à d'autres services énergétiques pour lesquels nous touchons des produits supplémentaires sur les marchés suivants :

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

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

Résultats des installations énergétiques aux États-Unis

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 15.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2013	2012	2011
Produits			
Installations énergétiques ¹	1 484	1 189	1 139
Capacité	295	234	227
Autres ²	56	51	80
	1 835	1 474	1 446
Achats de produits de base revendus	(1 003)	(765)	(618)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(462)	(452)	(514)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(47)	(48)	(41)
BAIIA comparable	323	209	273
Amortissement comparable	(107)	(121)	(109)
BAII comparable	216	88	164

¹ Les gains et les pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques.

² Ces données comprennent les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers.

Volumes de vente et capacité disponible

exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Volumes des ventes physiques (en GWh)			
Offre			
Électricité produite	6 173	7 567	6 880
Achats	9 001	9 408	6 018
	15 174	16 975	12 898
Capacité disponible des centrales¹	84 %	85 %	87 %

¹ La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours de l'exercice pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

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

- l'appréciation des prix de capacité réalisés dans la région de New York;

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

En 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a reculé de 64 millions de dollars US par rapport à celui de 2011, un effet net :

- du recul des prix réalisés pour l'électricité;
- de l'augmentation des coûts d'approvisionnement de la charge et de la hausse des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel;
- de l'accroissement de la production de la centrale de Ravenswood, annulé par l'affaiblissement des débits d'eau dans les installations de TC Hydro.

Les prix moyens au comptant pour les ventes de capacité dans le secteur J de New York ont augmenté d'environ 38 % en 2013 comparativement à ceux de 2012. L'augmentation du prix au comptant pour les ventes de capacité et l'incidence des opérations de couverture ont mené à une appréciation des prix de capacité réalisés dans la région de New York en 2013.

Les prix des produits de base des installations énergétiques aux États-Unis ont été plus élevés en 2013 en raison du redressement des prix du gaz naturel à la suite du creux constaté en 2012. L'accroissement des prix du gaz naturel, de nouvelles restrictions visant le transport d'hydrocarbures dans le Nord-Est des États-Unis et les intempéries survenues pendant l'hiver 2012-2013 et l'été de 2013 ont contribué à une appréciation moyenne des prix de l'électricité de l'ISO d'environ 55 % en Nouvelle-Angleterre et d'environ 33 % à New York en 2013, comparativement à 2012.

Les volumes des ventes physiques ont diminué en 2013, comparativement à 2012. La production a également fléchi du fait d'une production à Ravenswood moins élevée au quatrième trimestre de 2013 par rapport à celle du trimestre correspondant en 2012, alors que cette installation produisait davantage pendant et après la tempête Sandy, qui avait endommagé d'autres installations de production d'électricité et de transmission, ce qui avait fait chuter l'approvisionnement en électricité dans la ville de New York. Les volumes achetés ont également été moins élevés en 2013 par rapport à 2012 en raison de la diminution des achats destinés à des clients commerciaux et industriels dans le marché de la Nouvelle-Angleterre, en partie contrebalancée par la progression des volumes dans le secteur de PJM.

Les produits des installations énergétiques et les achats de produits de base ont progressé respectivement de 25 % et de 31 % en 2013 comparativement à 2012 en raison surtout de la hausse des prix des produits de base mentionnée ci-dessus.

Au 31 décembre 2013, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 4 300 GWh d'électricité, ou 53 % de leur production prévue pour 2014, et pour quelque 1 800 GWh ou 24 % de leur production prévue pour 2015. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant, tandis que les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

Stockage de gaz naturel

Nous détenons ou contrôlons une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 156 Gpi³ en Alberta. Cette capacité comprend des contrats avec un tiers en vue de profiter, en Alberta, d'une capacité de stockage à long terme, lesquels viendront à échéance en 2030 sous réserve du non-exercice de droits de résiliation anticipée en 2015. Il s'agit d'activités de stockage de gaz naturel qui sont indépendantes de celles de notre entreprise de transport de gaz naturel réglementée et de l'entreprise de stockage réglementée d'ANR, dont les résultats sont inclus à ceux du secteur des gazoducs.

Capacité de stockage

exercice clos le 31 décembre 2013	Capacité de stockage aménagée de gaz naturel (en Gpi ³)	Capacité maximale d'injection/de retrait (en Mpi ³ /j)
Edson	50	725
CrossAlta	68	550
Stockage d'un tiers	38	630
	156	1 905

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. Pour gérer une telle exposition, nous assurons une couverture économique de la capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de capacité de stockage auprès de tiers, ainsi que d'achats et de ventes de stocks de gaz naturel exclusif. Nous vendons une gamme de produits de stockage à court, moyen et long terme à des participants au marché de l'Alberta et aux marchés gaziers qui y sont interconnectés.

Les opérations liées au stockage de gaz naturel exclusif comprennent un achat à terme 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 saisonniers du gaz naturel.

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

Résultats des installations de stockage de gaz naturel et autres installations

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 15.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Stockage de gaz naturel et autres ¹	73	77	84
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(10)	(6)
BAIIA comparable	63	67	78
Amortissement comparable	(12)	(10)	(12)
BAII comparable	51	57	66

¹ Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans CrossAlta jusqu'en décembre 2012. En décembre 2012, nous avons acheté la participation restante de 40 % dans CrossAlta, ce qui a porté à 100 % notre participation dans ces installations, et nous avons commencé à consolider son exploitation.

Le BAIIA comparable a reculé de 4 millions de dollars en 2013 par rapport à celui de 2012, ce qui est principalement attribuable au rétrécissement des écarts saisonniers dans les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel, mais annulé en partie par le résultat supplémentaire constaté pour CrossAlta à la suite de l'acquisition du reste de la participation, soit 40 %, en décembre 2012.

En 2012, le BAIIA comparable se chiffrait à 11 millions de dollars de moins qu'en 2011, en raison surtout du resserrement des écarts dans les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel, en partie annulé par une diminution des coûts d'exploitation.

FAITS MARQUANTS

Installations énergétiques au Canada

Énergie solaire en Ontario

Vers la fin de 2011, nous avons convenu avec Canadian Solar Solutions Inc. d'acheter neuf installations de production d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW, en contrepartie d'un montant d'environ 500 millions de dollars. Nous avons réalisé l'acquisition de la première installation en juin 2013, en contrepartie d'un montant de 55 millions de dollars, et nous avons procédé à l'acquisition de deux autres installations d'une valeur de 99 millions de dollars en septembre 2013, puis d'une quatrième installation, au prix de 62 millions de dollars, en décembre 2013. Nous prévoyons conclure l'acquisition des cinq autres installations en 2014, sous réserve de l'exécution satisfaisante des travaux de construction connexes et de l'obtention des approbations réglementaires requises. Toute l'électricité produite par les installations d'énergie solaire est déjà vendue ou le sera selon les modalités des CAE de 20 ans conclues avec l'OEO.

Cancarb Limited et installation de chaleur résiduelle de Cancarb

Nous avons annoncé, le 20 janvier 2014, la conclusion d'une entente portant sur la vente de Cancarb Limited, notre installation de production de noir de carbone thermique, et de l'installation de production d'électricité qui s'y rattache en contrepartie d'un montant de 190 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture. La vente sera conclue vers la fin du premier trimestre de 2014.

Bécancour

En juin 2013, Hydro-Québec nous a informés qu'elle avait l'intention de se prévaloir de son option de prolonger jusqu'en 2014 l'entente visant l'interruption complète de la production d'électricité à la centrale de Bécancour. En décembre 2013, nous avons conclu une modification de l'entente d'interruption initiale avec Hydro-Québec afin de prolonger l'interruption de production jusqu'à la fin de 2017. Aux termes de la modification, Hydro-Québec conserve l'option, sous réserve de certaines conditions, de prolonger l'interruption au-delà de 2017. La modification comprend également des dispositions révisées destinées à réduire les paiements que nous verse Hydro-Québec à l'égard des coûts de transport de gaz naturel à Bécancour pendant la période d'interruption de production. Nous conservons toutefois la possibilité de recouvrer le montant complet de nos coûts de capacité, aux termes du contrat d'approvisionnement en électricité conclu avec Hydro-Québec, pendant l'arrêt des activités de cette installation. L'exécution définitive de la modification dépend du résultat du processus d'approbation en cours devant la Régie de l'énergie.

Sundance A

Les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A ont été remis en service respectivement en septembre 2013 et en octobre 2013, après un arrêt d'exploitation qui avait commencé en décembre 2010. Un groupe d'arbitrage avait ordonné en juillet 2012 à l'exploitant de reconstruire ces groupes électrogènes.

Les produits et les coûts inscrits aux termes de la CAE de Sundance A pendant le premier trimestre de 2012 ont été contrebalancés par une charge inscrite au trimestre suivant à la suite de la décision rendue en juillet 2012 par un groupe d'arbitrage qui a déterminé que les groupes électrogènes avaient connu une situation de force majeure avec prise d'effet en novembre 2011. Nous avons constaté une charge de 50 millions de dollars dans les résultats du deuxième trimestre de 2012, dont une tranche de 20 millions de dollars était liée à des montants à payer en 2011. Pendant tout l'exercice 2011, les produits et les coûts

avaient été inscrits comme si ces arrêts d'exploitation avaient été assimilés à des interruptions d'approvisionnement, conformément aux modalités des CAE.

Bruce Power

En avril 2013, Bruce Power a annoncé la conclusion d'une entente avec l'OEO visant à prolonger le prix plancher pour Bruce B jusqu'à la fin de la présente décennie, ce qui devrait coïncider avec la fin de la durée d'exploitation des réacteurs de Bruce B en 2019 et 2020.

Le réacteur 4 de la centrale Bruce A de Bruce Power a été remis en service en avril 2013 après l'exécution du programme d'investissement en vue de prolonger le cycle de vie amorcé en août 2012. L'investissement devrait permettre au réacteur 4 de demeurer en exploitation au moins jusqu'en 2021.

Le 31 janvier 2014, Cameco Corporation (« Cameco ») a annoncé qu'elle acceptait de vendre sa participation de 31,6 % de la société en commandite Bruce B à BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »). Nous étudions la possibilité d'accroître notre part de participation dans Bruce B.

Napanee

En décembre 2012, nous avons signé un contrat avec l'OEO en vue de l'aménagement, de la possession et de l'exploitation d'une nouvelle centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW sur le site de la centrale Lennox de l'Ontario Power Generation, dans la localité de Greater Napanee, dans l'Est de l'Ontario. La construction se poursuit conformément au calendrier prévu et nous prévoyons terminer le processus d'obtention des permis vers la fin de 2014. Nous prévoyons investir environ 1,0 milliard de dollars dans la centrale de Napanee pendant la construction, et l'exploitation commerciale devrait commencer vers la fin de 2017 ou au début de 2018.

Installations énergétiques aux États-Unis

Les prix de capacité dans la région de New York sont déterminés au moyen d'une série de ventes aux enchères de capacité à terme et reposent sur un prix dicté par la courbe de la demande et destiné à établir le prix mensuel sur le marché au comptant. Les intrants de la courbe de demande comprennent notamment des hypothèses sur le coût anticipé de la technologie de production en période de pointe qui s'appliquerait vraisemblablement à de nouveaux concurrents sur le marché. En janvier 2014, la FERC a accepté un nouveau tarif destiné à la courbe de demande déposé par l'ISO de New York dans le cadre du processus de rétablissement des tarifs en vigueur pendant les trois années à venir (« rétablissement de la courbe de demande »). La demande prévoyait une modification de la technologie de production employée pour le rétablissement de la courbe de demande par rapport à la technologie utilisée lors du processus précédent pour la zone J de New York, où est exploitée la centrale Ravenswood. Nous ne croyons pas que cette modification aura une incidence sur les prix de capacité dans la zone J en 2014, mais cette nouvelle hypothèse pourrait avoir un effet négatif sur les prix de capacité en 2015 et en 2016.

En outre, une autre décision récente de la FERC touchant les futures ventes aux enchères de la capacité dans le territoire du New England Power Pool (« NEPOOL ») pourrait se traduire par une amélioration des conditions touchant les prix de capacité de nos installations situées dans le NEPOOL à partir de 2018.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 79 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société dans son ensemble est exposée.

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

Les prix de l'électricité et du gaz naturel dépendent des fluctuations de l'offre et de la demande, des conditions climatiques et de la conjoncture économique générale. Nos centrales électriques sont exposées à la volatilité des prix des produits de base pour ce qui est des établissements énergétiques de l'Ouest en Alberta et des établissements énergétiques des États-Unis en Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York. En général, les résultats de ces entreprises dépendent des conditions qui prévalent en matière d'offre et de demande d'électricité ainsi que des prix du gaz naturel puisque les prix de l'électricité sont habituellement

dictés par les centrales alimentées au gaz naturel. Des périodes prolongées de prix faibles pour le gaz imposeront habituellement une pression à la baisse sur les prix de l'électricité et, par conséquent, sur les résultats de ces installations. La centrale de Coolidge et le portefeuille d'actifs dans l'Est du Canada font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et ne sont par conséquent pas exposés à la fluctuation des prix des produits de base. Il est plus loin question de l'exposition de Bruce Power à la variation des prix de l'électricité.

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

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

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

Paiements de capacité pour les installations énergétiques aux États-Unis

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

Capacité disponible des centrales

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

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

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

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé tant aux États-Unis qu'au Canada. Tous ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux, étatiques et provinciaux applicables. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité en Amérique du Nord, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation de nos centrales. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché, d'une nouvelle interprétation et d'une nouvelle application de ces règles par les organismes de réglementation, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, d'imputations de coûts aux producteurs ou de la prise de mesures hors du marché par des tiers visant l'obtention d'un excédent de production, autant de facteurs qui auraient des incidences négatives sur les prix de l'électricité ou de capacité, ou les deux. En outre, nos projets d'aménagement sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation de ce processus pourrait influencer négativement sur le calendrier et le coût des projets. Nous prenons une part active aux instances réglementaires officielles et informelles et exerçons nos droits en justice au besoin.

Conditions météorologiques

Toute variation importante de la température ou tout autre événement météorologique est susceptible d'avoir de nombreuses répercussions sur notre entreprise, allant d'une incidence sur la demande, la capacité disponible et les prix des produits de base à l'efficacité et 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.

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.

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

Les programmes de travaux de construction de l'entreprise sont soumis à des risques liés aux coûts de réalisation, en capital et d'obtention des permis.

Siège social

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Intérêts débiteurs comparables	984	976	939
Intérêts créditeurs et autres comparables	(42)	(86)	(60)
Charge d'impôts comparable	662	477	594
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	125	118	129
Dividendes sur les actions privilégiées	74	55	55

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)			
Libellés en dollars CA	495	513	490
Libellés en dollars US	766	740	734
Change	20	-	(7)
	1 281	1 253	1 217
Intérêts divers et amortissement	(10)	23	24
Intérêts capitalisés	(287)	(300)	(302)
Intérêts débiteurs comparables	984	976	939

Les intérêts débiteurs comparables en 2013 ont augmenté de 8 millions de dollars par rapport à ceux de 2012. L'augmentation est attribuable à la hausse des intérêts dans le cadre des émissions de titres d'emprunt à long terme de :

- 1,25 milliard de dollars US en octobre 2013;
- 500 millions de dollars US en juillet 2013;
- 750 millions de dollars en juillet 2013;
- 500 millions de dollars US en juillet 2013 par TC PipeLines, LP;
- 750 millions de dollars US en janvier 2013;
- 1,0 milliard de dollars US en août 2012;

et à la hausse du taux de change sur les intérêts débiteurs liés à des titres d'emprunt libellés en dollars US, contrebalancée en partie par les échéances de titres d'emprunt libellés en dollars CA et US. En outre, la diminution des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service des réacteurs 1 et 2 de la centrale de Bruce Power, en 2012, a été annulée en partie par l'augmentation des intérêts capitalisés du projet de la côte du golfe du Mexique.

En 2012, les intérêts débiteurs comparables se sont accrus de 37 millions de dollars comparativement à ceux de 2011. L'augmentation est attribuable à la hausse des intérêts dans le cadre des émissions de titres d'emprunt de :

- 1,0 milliard de dollars US en août 2012,
- 500 millions de dollars US en mars 2012,
- 750 millions de dollars en novembre 2011,
- 350 millions de dollars US en juin 2011 par TC PipeLines, LP.

Ces augmentations tiennent compte également de l'incidence négative du raffermissement du dollar US sur les intérêts libellés dans cette devise.

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont reculé de 44 millions de dollars comparativement à ceux de 2012. Cette baisse s'explique surtout par les pertes constatées en 2013, au lieu des gains réalisés en 2012, à l'égard du règlement des instruments dérivés servant à gérer l'exposition nette de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en monnaie étrangère. En 2012, les intérêts créditeurs et autres comparables avaient progressé de 26 millions de dollars comparativement à ceux de 2011, du fait de l'augmentation des gains, en 2012, sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en monnaie étrangère.

Comparativement à celle de 2012, la charge d'impôts comparable a augmenté de 185 millions de dollars en 2013, en grande partie du fait de la hausse du résultat avant les impôts et des variations de la proportion du bénéfice généré dans les territoires canadien et étrangers. En 2012, la charge d'impôts comparable a reculé de 117 millions de dollars comparativement à celle de 2011, en raison surtout de la diminution du résultat avant les impôts.

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

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a connu une baisse en 2012 par rapport à 2011 en grande partie en raison de la baisse du résultat de TC PipeLines, LP attribuable principalement au recul du résultat de Great Lakes, annulée en partie par la prise en compte du résultat de GTN et de Bison pour tout l'exercice.

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

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases de 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.

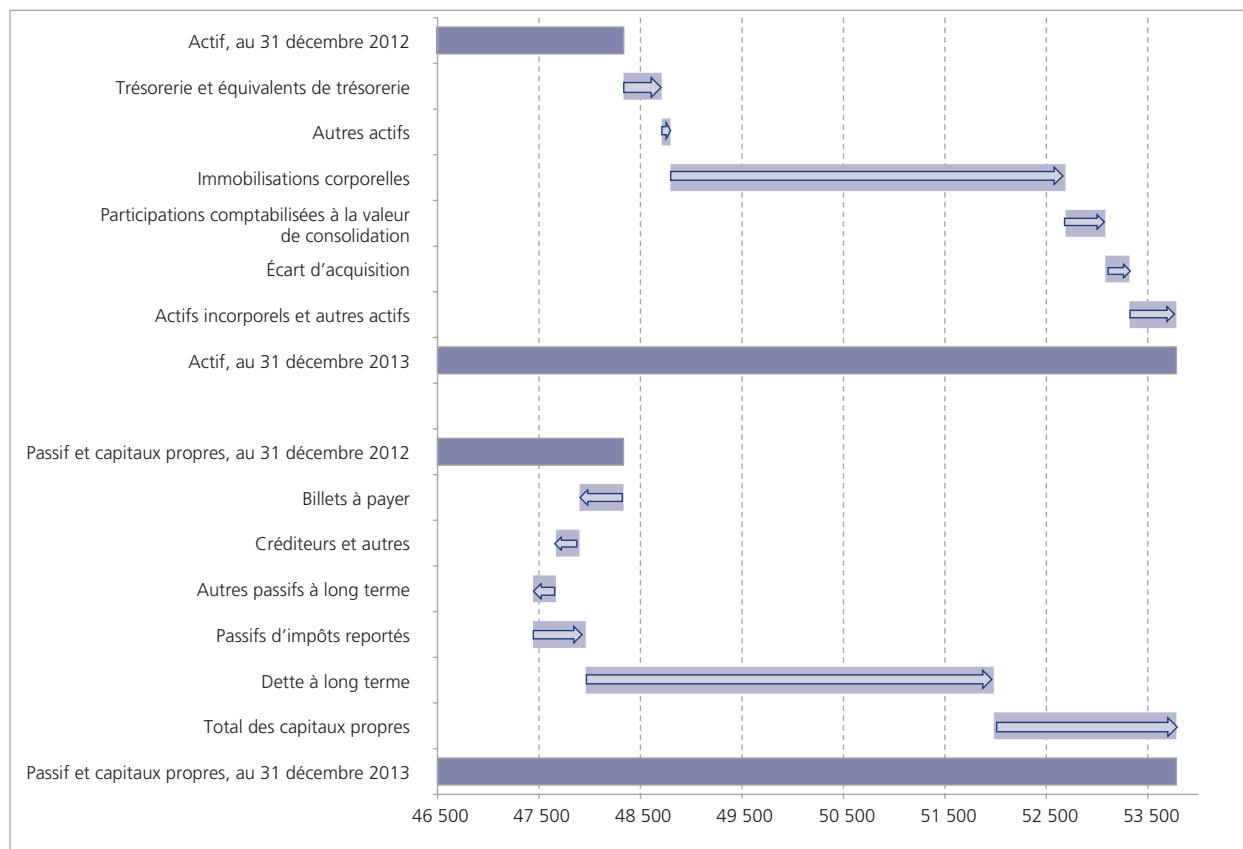
Nous sommes persuadés que nous avons la solidité financière nécessaire pour financer notre programme d'investissement en cours au moyen de nos flux de trésorerie provenant de l'exploitation qui sont prévisibles, de notre accès aux marchés financiers, de nos fonds en caisse et de nos facilités de crédit confirmées qui sont substantielles.

Nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2013, le total des actifs avait augmenté de 5,5 milliards de dollars, et le passif total avait progressé de 3,7 milliards de dollars. Le total des capitaux propres se chiffrait à 1,8 milliard de dollars de plus qu'à pareille date en 2012.

La hausse des actifs provient surtout de la progression des immobilisations corporelles, des actifs incorporels et autres actifs et du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Les immobilisations corporelles ont augmenté de 3,9 milliards de dollars du fait principalement de la construction du projet de la côte du golfe du Mexique, de l'expansion de notre réseau pipelinier au Mexique et des investissements supplémentaires dans le réseau de NGTL. La hausse de 0,5 milliard de dollars des actifs incorporels et autres actifs est surtout attribuable aux projets d'investissement en cours d'aménagement. Les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté de 0,4 milliard de dollars en raison de notre participation accrue dans Bruce B.



Structure du capital

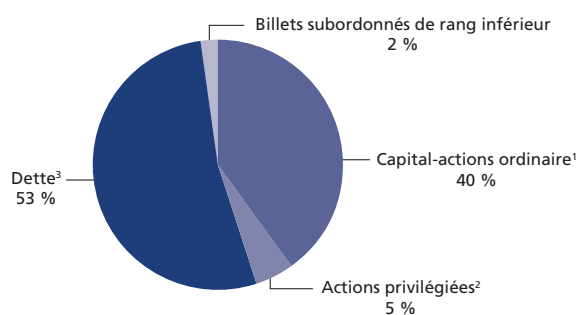
aux 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012
Billets à payer	1 842	2 275
Dettes à long terme	22 865	18 913
Billets subordonnés de rang inférieur	1 063	994
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(927)	(551)
Dettes nettes, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	24 843	21 631
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	18 525	16 911
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle	1 611	1 425
Total des capitaux propres	20 136	18 336
	44 979	39 967

En 2013, nous avons émis des titres d'emprunt à long terme d'une valeur de 4,3 milliards de dollars et remboursé des titres d'emprunt à long terme d'une valeur de 1,3 milliard de dollars. Le raffermissement du dollar US a également contribué à une hausse de 1 milliard de dollars à la conversion de notre dette libellée en dollars US. Toujours en 2013, les billets à payer ont reculé de 0,4 milliard de dollars et la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont progressé de 0,4 milliard de dollars.

En 2013, le total des capitaux propres a augmenté de 1,8 milliard de dollars en raison principalement d'une majoration du bénéfice non réparti, de l'émission d'actions privilégiées d'une valeur de 600 millions de dollars et de l'émission de parts ordinaires d'une valeur de 400 millions de dollars par TC PipeLines, LP.

Structure du capital consolidé

au 31 décembre 2013



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

² Comprend les actions privilégiées de TCPL.

³ Déduction faite de la trésorerie et à l'exclusion des billets subordonnés de rang inférieur.

Le tableau suivant illustre la manière dont nous avons financé nos activités d'exploitation au cours des trois derniers exercices. Nous continuons de financer notre vaste programme d'investissement au moyen des flux

de trésorerie liés aux activités d'exploitation ainsi que par des activités de financement sur les marchés financiers.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 674	3 571	3 686
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(5 120)	(3 256)	(3 054)
(Insuffisance) surplus	(1 446)	315	632
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	1 794	(403)	(642)
	348	(88)	(10)

Notre liquidité continuera de comporter des flux de trésorerie prévisibles provenant de l'exploitation, des facilités de crédit confirmées, de notre capacité d'accéder aux marchés des titres d'emprunt et des actions, autant au Canada qu'aux États-Unis, et de la gestion de portefeuille, y compris d'autres cessions d'actifs à TC PipeLines, LP.

Au 31 décembre 2013, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière. Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit auxquels certaines de nos filiales sont parties restreignent la capacité de ces dernières de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. Lorsqu'elles sont applicables, ces restrictions risquent d'avoir une incidence sur notre capacité de déclarer et de verser des dividendes sur nos actions ordinaires et privilégiées. De l'avis de la direction, aucune disposition de ce genre ne restreint présentement notre capacité de déclarer ou de verser des dividendes. De tels actes de fiducie et accords de crédit nous imposent par ailleurs diverses obligations de faire et de ne pas faire en plus d'exiger le maintien de certains ratios financiers.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Fonds provenant de l'exploitation	4 000	3 284	3 451
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(326)	287	235
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 674	3 571	3 686

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation nous aident à évaluer la capacité de nos activités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les mesures non conformes aux PCGR, voir la page 15.

Au 31 décembre 2013, notre passif à court terme était supérieur à notre actif à court terme, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement d'exploitation de 2,2 milliards de dollars. Cette insuffisance à court terme, qui est jugée comme faisant partie du cours normal des activités d'une entreprise, est gérée au moyen :

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

Sorties nettes liées aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Dépenses en immobilisations	4 461	2 595	2 513
Autres activités d'investissement	659	661	541

En 2013, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement pour la construction du projet de la côte du golfe, l'expansion du réseau de NGTL et la construction de nos gazoducs au Mexique. Au nombre des autres activités d'investissement en 2013, citons l'acquisition de quatre installations solaires en Ontario auprès de Canadian Solar Solutions Inc.

Nous travaillons à l'aménagement de projets de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement à long terme d'une valeur de 38 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 38 milliards de dollars comprend un montant de 12 milliards de dollars destiné à des projets de petite ou de moyenne envergure et un montant de 26 milliards de dollars destiné à de grands projets qui doivent tous faire l'objet d'approbations commerciales ou réglementaires. Nous prévoyons financer ce portefeuille par la croissance de nos flux de trésorerie autogénérés et par une combinaison d'options de financement comprenant :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- des actions privilégiées;
- des titres hybrides;
- la gestion de portefeuille, y compris d'autres cessions d'actifs à TC PipeLines, LP ou la vente d'actifs;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers.

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

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	4 253	1 491	1 622
Remboursements sur la dette à long terme	(1 286)	(980)	(1 272)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(492)	449	(224)
Dividendes et distributions versés	(1 522)	(1 416)	(1 147)
Actions ordinaires émises	72	53	58
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	585	-	-
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	384	-	321
Actions privilégiées d'une filiale rachetées	(200)	-	-

Titres d'emprunt à long terme émis :

- en janvier 2013, des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 750 millions de dollars US échéant le 15 janvier 2016 et portant intérêt au taux de 0,75 % par année;
- en juillet 2013, des billets de trois ans à intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres d'une valeur de 500 millions de dollars US échéant le 30 juin 2016 et portant intérêt au taux annuel initial de 0,95 %;
- en juillet 2013, des billets à moyen terme à échéance de dix ans d'une valeur de 450 millions de dollars échéant le 19 juillet 2023 et portant intérêt au taux de 3,69 % par année;
- en juillet 2013, des billets à moyen terme à échéance de trente ans d'une valeur de 300 millions de dollars échéant le 15 novembre 2041 et portant intérêt au taux de 4,55 % par année;
- en octobre 2013, des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 625 millions de dollars US échéant le 16 octobre 2023 et portant intérêt au taux de 3,75 % par année;
- en octobre 2013, des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 625 millions de dollars US échéant le 16 octobre 2043 et portant intérêt au taux de 5,0 % par année.

Titres d'emprunt à long terme remboursés :

- en juin 2013, des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 350 millions de dollars US portant intérêt au taux de 4,00 %;
- en août 2013, des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 500 millions de dollars US portant intérêt au taux de 5,05 %.

En mars 2013, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 24 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 7. Les actions privilégiées de série 7 ont été émises au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 600 millions de dollars. Les investisseurs pourront recevoir des dividendes cumulatifs fixes de 1,00 \$ par action par année, payables trimestriellement. Ils auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 8 à tous les cinquièmes anniversaires à compter du 30 avril 2019. Les porteurs des actions privilégiées de série 8 auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable pour un taux de rendement annuel égal à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours alors en vigueur et de 2,38 %.

En octobre 2013, nous avons racheté la totalité des quatre millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série U de TCPL en circulation. Ces actions ont été rachetées au prix de 50 \$ l'action, majoré de 0,5907 \$ au titre des dividendes courus et impayés. Les actions de série U en circulation avaient une valeur nominale totale de 200 millions de dollars et étaient assorties d'un montant total de 11 millions de dollars au titre des dividendes annualisés.

En janvier 2014, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission d'actions privilégiées de série 9 dont le produit brut s'est chiffré à 450 millions de dollars et qui a ramené à 1,55 milliard de dollars la capacité inutilisée aux termes de notre prospectus préalable. Les investisseurs pourront recevoir des dividendes cumulatifs fixes de 1,0625 \$ par action, payables trimestriellement. Ils pourront convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 10 à tous les cinquièmes anniversaires à compter du 30 octobre 2019. Les porteurs des actions privilégiées de série 10 auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable pour un taux de rendement annuel égal à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours alors en vigueur et de 2,35 %.

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

Le produit net des émissions susmentionnées a servi aux fins générales de la société et à réduire la dette à court terme.

En mai 2013, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 8 855 000 parts ordinaires au prix de 43,85 \$ US la part ordinaire pour un produit brut de 388 millions de dollars US. TransCanada a investi un montant supplémentaire d'environ 8 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité, mais elle n'a pas acheté d'autres parts. À la suite de cette émission, notre participation dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 %.

En juillet 2013, TC PipeLines, LP a contracté un emprunt à moyen terme de cinq ans de 500 millions de dollars US échéant en juillet 2018. Le produit de l'appel public à l'épargne, de l'emprunt à terme et de l'apport du commandité a été affecté au financement de l'achat de la participation de 45 % de notre société dans GTN et Bison.

Au 31 décembre 2013, nous avions des capacités inutilisées de 2,0 milliards de dollars, de 2,0 milliards de dollars et de 4,0 milliards de dollars US aux termes de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis visant à faciliter l'accès futur aux marchés nord-américains des titres d'emprunt et de capitaux propres.

Facilités de crédit

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

Au 31 décembre 2013, nous disposons de facilités de crédit non garanties de 6,2 milliards de dollars (5,3 milliards de dollars en 2012), notamment les suivantes :

Montant	Capacité inutilisée	Filiale	Objet	Échéance
3,0 milliards de dollars	3,0 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada	Décembre 2018
1,0 milliard de dollars US	0,8 milliard de dollars US	TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »)	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable destinée aux activités générales de TCPL USA	Novembre 2014
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL »)	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars US de TAIL aux États-Unis	Novembre 2014
1,1 milliard de dollars	0,3 milliard de dollars	TCPL / TCPL USA	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 31 décembre 2013, nous avons prélevé 0,7 milliard de dollars en lettres de crédit aux termes de ces lignes	À vue

Au 31 décembre 2013, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à 0,3 milliard de dollars.

Obligations contractuelles

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Billets à payer	1 842	1 842	-	-	-
Dette à long terme (comprend les billets subordonnés de rang inférieur)	23 928	973	3 751	2 494	16 710
Contrats de location-exploitation (versements annuels futurs pour divers bureaux, services et matériel, déduction faite des encaissements de sous-location)	752	90	177	160	325
Obligations d'achat	8 187	3 134	2 914	1 068	1 071
Autres passifs à long terme figurant au bilan	386	8	16	18	344
	35 095	6 047	6 858	3 740	18 450

Nos obligations contractuelles comprennent la dette à long terme, les contrats de location-exploitation, les obligations d'achat et les autres passifs créés 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.

Dettes à long terme

À la fin de 2013, la dette à long terme s'élevait à 22,9 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur se chiffraient à 1,1 milliard de dollars, comparativement à respectivement 18,9 milliards de dollars et 1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2012.

Le total des billets à payer était de 1,8 milliard de dollars à la fin de 2013, contre 2,3 milliards de dollars à la fin de 2012.

Nous nous efforçons d'étaler les échéances de la dette et assortissons la majorité de nos obligations d'une échéance supérieure à cinq ans, pour une échéance moyenne de 12 ans.

Les remboursements de capital et les paiements d'intérêt liés à la dette à long terme prévus en date du 31 décembre 2013 sont indiqués ci-après.

Remboursements de capital

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Billets à payer	1 842	1 842	-	-	-
Dette à long terme	22 865	973	3 751	2 494	15 647
Billets subordonnés de rang inférieur	1 063	-	-	-	1 063
	25 770	2 815	3 751	2 494	16 710

Paiements d'intérêt

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2013 (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	16 798	1 254	2 315	2 111	11 118
Billets subordonnés de rang inférieur	3 614	68	135	135	3 276
	20 412	1 322	2 450	2 246	14 394

Contrats de location-exploitation

Les contrats de location-exploitation des bureaux, des services et du matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement pour des périodes de un à dix ans.

Dans le contexte des CAE en Alberta, nos engagements sont considérés comme des contrats de location-exploitation. Les paiements à venir au titre de ces CAE n'ont pas été inclus dans le tableau qui précède parce qu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. Notre quote-part de l'électricité achetée aux termes des CAE en 2013 était de 242 millions de dollars (238 millions de dollars en 2012; 309 millions de dollars en 2011).

Nous avons sous-loué à des tiers une partie des CAE selon des modalités semblables à celles de nos contrats.

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 dépenses en immobilisations engagées comprennent les contrats conclus pour la construction de projets axés sur la croissance et tiennent compte du respect des échéances des projets en cours. Toute modification de

ces projets, y compris leur annulation, entraînerait une réduction de ces engagements, voire leur élimination, en raison des efforts de réduction des coûts.

Paielements exigibles (par période)

(ne comprend pas les cotisations aux régimes de retraite)

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Gazoducs					
Transport par des tiers ¹	463	134	173	133	23
Dépenses en immobilisations ^{2,3}	1 252	845	407	-	-
Autres	13	7	4	2	-
Oléoducs					
Dépenses en immobilisations ^{2,4}	2 537	1 223	1 188	126	-
Autres	70	7	14	14	35
Énergie					
Achats de produits de base ⁵	2 568	496	929	655	488
Dépenses en immobilisations ^{2,6}	120	47	60	13	-
Autres ⁷	1 140	353	137	125	525
Siège social					
Technologie de l'information et autres	24	22	2	-	-
	8 187	3 134	2 914	1 068	1 071

¹ Les taux sont principalement fondés sur les niveaux connus pour 2013. Les taux de demande pourraient changer après 2013. Les obligations d'achat sont fondées sur les volumes de la demande connus ou visés par des contrats et ne tiennent pas compte des charges liées aux produits de base en fonction des volumes de livraison.

² Les montants sont des estimations qui fluctuent selon le moment de la construction et des améliorations apportées au projet. Nous prévoyons financer les projets d'investissement au moyen de fonds provenant de l'exploitation, de l'émission de titres d'emprunt de premier rang et de capitaux subordonnés, au besoin, ainsi que par la voie de la gestion de portefeuille.

³ Les dépenses en immobilisations sont principalement liées aux coûts de l'agrandissement du réseau de NGTL et des projets pipeliniers au Mexique.

⁴ Les dépenses en immobilisations ont principalement trait à Keystone XL et à l'oléoduc Grand Rapids.

⁵ Les achats de produits de base comportent des éléments fixes et d'autres qui sont variables et font exclusion des instruments dérivés. Les éléments variables sont des estimations qui fluctuent selon la production de la centrale, les prix du marché et les tarifs réglementés.

⁶ Les dépenses en immobilisations ont principalement trait aux travaux préliminaires de construction et aux coûts de conception de Napanee.

⁷ Le poste comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, 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. Il comprend en outre les autres obligations d'achat d'installations solaires en Ontario.

PRINCIPAUX ENGAGEMENTS D'ACHAT

Énergie solaire en Ontario

En décembre 2011, nous avons annoncé la signature d'une entente visant l'acquisition de neuf installations d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW en contrepartie d'un montant d'environ 500 millions de dollars. À ce jour, nous avons acheté quatre installations pour un montant de 216 millions de dollars, et nous prévoyons acquérir les autres installations en 2014.

GARANTIES

Bruce Power

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

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

Au 31 décembre 2013, notre quote-part du risque découlant de ces garanties de Bruce A et B était évaluée à 629 millions de dollars. La valeur comptable estimative de ces garanties est de 8 millions de dollars. Notre risque aux termes de ces garanties est illimité.

Autres entités détenues conjointement

Avec nos associés dans certaines autres entités détenues en partie, nous avons garanti conjointement, solidairement ou conjointement et solidairement la performance financière de ces entités dans le contexte, principalement, du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. La durée de ces garanties varie de 2014 à 2040.

Au 31 décembre 2013, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait jusqu'à un maximum de 51 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties se chiffrait à 10 millions de dollars et elle a été incluse dans les autres passifs à long terme. Dans certains cas, si nous effectuons un paiement supérieur à notre quote-part, compte tenu de notre participation, l'écart doit être remboursé par nos associés.

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

En 2014, nous nous attendons à capitaliser environ 70 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, environ 6 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 34 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous prévoyons en outre fournir à notre régime canadien de retraite à prestations déterminées une lettre de crédit de 47 millions de dollars en remplacement d'une capitalisation en trésorerie.

En 2013, nous avons capitalisé 79 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 6 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 29 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 59 millions de dollars en remplacement d'une capitalisation en trésorerie.

Perspectives

La prochaine évaluation actuarielle des régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite sera effectuée en date du 1^{er} janvier 2015. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2013 pendant encore plusieurs années, ce qui nous permettra d'amortir les déficits de solvabilité et de parer aux coûts inhabituels.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à la retraite est passé de 99 millions de dollars en 2012 à 134 millions de dollars en 2013, en raison surtout d'une baisse du taux d'actualisation utilisé pour l'obligation au titre des prestations.

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

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

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

Autres renseignements

RISQUES ET GESTION DES RISQUES

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

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

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

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

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

Risques opérationnels

Interruption des activités

Les risques opérationnels tels que les conflits de travail, les pannes ou défaillances de matériel, les actes de terrorisme et les catastrophes naturelles et autres sinistres sont susceptibles de réduire les produits, d'accroître les coûts ou d'entraîner des frais juridiques ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats. Nous nous sommes munis 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 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. Les pertes découlant de situations qui ne sont pas couvertes par l'assurance peuvent avoir une incidence négative sur les activités d'exploitation, les résultats, les flux de trésorerie et la situation financière.

Réputation et relations

Les parties prenantes, telles que les collectivités autochtones, le grand public, les propriétaires fonciers, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales 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, que nous avons mis en œuvre à la grandeur de la société, représente notre engagement officiel en matière de mobilisation des parties prenantes. Nos quatre valeurs fondamentales, l'intégrité, la collaboration, la responsabilité et l'innovation, sont au cœur de notre engagement envers les parties prenantes et nous guident dans nos interactions avec elles.

Coûts de réalisation et coûts en capital

Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux fondés sur l'hypothèse que ces actifs produiront un rendement des investissements intéressant à l'avenir. 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. Bien que nous tenions compte minutieusement du coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certains contrats, nous assumons le risque lié au dépassement des coûts en capital pouvant avoir une incidence sur le rendement du projet.

Cybersécurité

Les menaces à la sécurité, y compris à la cybersécurité, et les perturbations connexes peuvent avoir une incidence négative sur notre entreprise. 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. 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 lourdes 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.

Coûts de cessation d'exploitation de pipelines

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

Dans le cadre de cette initiative, l'ONÉ a énoncé plusieurs principes directeurs. Il a notamment reconnu que les coûts liés à la cessation d'exploitation sont des coûts engagés de manière légitime relativement à la prestation d'un service pipelinier et que, par conséquent, ils sont récupérables auprès des utilisateurs du réseau en question, sous réserve de son approbation. L'ONÉ a tenu en octobre 2012 la première audience portant sur la manière d'effectuer les estimations de coûts liés à la cession d'exploitation de pipeline, plus particulièrement sur la base et sur l'approche à adopter. D'autres audiences à ce sujet sont prévues, et les décisions de l'ONÉ devraient être rendues d'ici juin 2014, ce qui signifie que la perception de fonds en vue de la cessation d'exploitation de pipeline ne pourrait pas commencer avant 2015.

Santé, sécurité et environnement

Notre démarche de gestion de la santé, de la sécurité et de la protection de l'environnement est guidée par notre énoncé d'engagement en matière de santé, sécurité et environnement (« SSE »), qui décrit les principes directeurs relativement à la santé et à la sécurité de nos employés, des entrepreneurs dont nous retenons les services et du grand public, ainsi que notre engagement à l'égard de l'environnement.

Nous nous sommes également engagés à constamment améliorer notre performance en SSE ainsi qu'à faire la promotion de la sécurité au travail et ailleurs, selon le principe que tous les accidents du travail et toutes les maladies professionnelles peuvent être évités. Nous nous efforçons de mener nos activités avec des sociétés et des entrepreneurs qui adhèrent à notre engagement et à notre démarche. Nous avons également mis en place des contrôles environnementaux, notamment sur le plan de la conception physique, des programmes, des marches à suivre et des processus, pour nous aider à gérer les facteurs de risques environnementaux auxquels nous sommes exposés, tels que les déversements et les rejets.

La direction assure une surveillance de la performance en SSE et obtient régulièrement de l'information au sujet des questions d'exploitation et des projets par l'entremise de processus réguliers de communication de l'information et de gestion des enjeux.

La sécurité et l'intégrité de notre infrastructure existante et nouvellement aménagée demeurent hautement prioritaires. Tous les nouveaux éléments d'actif sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu qu'une fois remplies toutes les exigences imposées. En 2013, nous avons engagé 376 millions de dollars pour l'intégrité des pipelines que

nous exploitons, soit 67 millions de dollars de plus qu'en 2012, en raison principalement de l'accroissement du nombre d'inspections de l'intérieur des canalisations de tous les réseaux et du remplacement nécessaire d'un plus grand nombre de canalisations du fait de l'empiètement de la population sur les emprises pipelinières. Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, elles n'influent guère sur notre résultat. Selon les contrats visant Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification et, par conséquent, elles n'influent pas sur notre résultat. Notre fiche de sécurité en 2013 a continué d'être plus reluisante que les données repères de l'industrie.

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

Les principaux risques environnementaux que nous encourons ont trait :

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

Comme mentionné dans la section « 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 du guide d'exploitation de notre système de gestion des incidents. Elles visent à assurer la protection de la santé et la sécurité de nos employés, à réduire les risques pour le grand public et à atténuer les effets sur l'environnement de problèmes liés à nos activités d'exploitation causés par une catastrophe naturelle.

Respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

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

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

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

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

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

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

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

Au 31 décembre 2013, nous avons inscrit environ 32 millions de dollars relativement à ces obligations (37 millions de dollars à la fin de l'exercice 2012), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités actuelles en matière d'environnement. Nous croyons avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions n'ayant pas été envisagées fassent surface et exigent que nous mettions de côté des montants supplémentaires. Nous ajustons cette réserve tous les trimestres, afin de tenir compte des variations des passifs.

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

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

- conformément au règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* de l'Alberta, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité à 12 % sous une moyenne de référence établie depuis 2007. Nos installations du réseau de NGTL sont assujetties à ce règlement, tout comme les installations de Sundance et de Sheerness. Pour le réseau de NGTL, nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits payés par les clients. Une partie des coûts de conformité pour Sundance et Sheerness sont recouverts par la voie des prix sur le marché et aux termes de dispositions contractuelles de report. Nous avons inscrit des coûts estimatifs liés aux émissions de GES de 25 millions de dollars pour 2013 (15 millions de dollars en 2012), aux termes de ce règlement;
- en Colombie-Britannique, une taxe en vigueur depuis 2008 s'applique aux émissions de dioxyde de carbone (« CO₂ ») associées à la consommation de combustibles fossiles. Nous recouvrons les coûts de conformité pour la consommation de combustibles fossiles aux postes de compression et de comptage à même les droits payés par les clients. En 2013, nous avons inscrit des coûts de 6 millions de dollars (5 millions de dollars en 2012) relativement à la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique;
- les États du Nord-Est des États-Unis membres de la Regional Greenhouse Gas Initiative (« RGGI ») ont pour leur part mis en œuvre un programme de plafonnement et d'échange de CO₂ visant les producteurs d'électricité, entré en vigueur en janvier 2009. Le programme s'applique tant à la centrale de Ravenswood qu'à celle d'Ocean State Power. En 2013, nous avons inscrit 6 millions de dollars (3 millions de dollars en 2012) au titre de notre participation aux allocations trimestrielles de quotas dans le cadre de la RGGI;
- au Québec, le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES* est entré en vigueur en décembre 2011 et a été modifié de façon importante en décembre 2012. Les émissions de GES de Bécancour sont assujetties à ce règlement depuis janvier 2013. Aux termes du règlement, le gouvernement a attribué des droits d'émission gratuits à l'égard de la majorité des exigences de conformité de Bécancour pour 2013. Les autres droits ont été achetés dans le cadre d'un processus de ventes aux enchères. Les installations pipelinières du Québec sont également assujetties à ce règlement et ont acheté des instruments de conformité. Nous avons inscrit moins de 1 million de dollars au titre de la conformité avec ce règlement;

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

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

Risques financiers

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

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

Risque de marché

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

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

- contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix spécifié à une date future. Nous avons recours à des contrats à terme de gré à gré et normalisés visant le change et les produits de base pour gérer l'incidence des fluctuations des taux de change et des prix des produits de base;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période précise selon des modalités déterminées. Nous concluons des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base;
- options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant précis d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise. Nous concluons des contrats d'option pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

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

Risque lié au prix des produits de base

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

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

Risque de change et de taux d'intérêt

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités comptabilisées en dollars US, le risque lié aux fluctuations de cette devise auquel nous sommes exposés s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs des 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 et, par conséquent, nous sommes assujettis au risque de 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 – dollar américain contre dollar canadien

2013	1,03
2012	1,00
2011	0,99

L'incidence des fluctuations de valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les autres éléments libellés en dollars US, ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Voir la page 15 pour un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2013	2012	2011
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	542	660	761
BAII comparable des oléoducs aux États-Unis	389	363	301
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	216	88	164
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(766)	(740)	(734)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	219	124	116
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(196)	(192)	(192)
	404	303	416

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises de taux d'intérêt, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

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

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

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2013		2012	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2014 à 2019) ²	(201)	3 800 US	82	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2014)	(11)	850 US	-	250 US
	(212)	4 650 US	82	4 050 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Le bénéfice net consolidé comprenait en 2013 des gains réalisés nets de 29 millions de dollars (gains de 30 millions de dollars en 2012) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012
Valeur comptable	14 200 (13 400 US)	11 100 (11 200 US)
Juste valeur	16 000 (15 000 US)	14 300 (14 400 US)

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

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

Risque de crédit lié aux contreparties

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties dans les domaines suivants :

- débiteurs;
- placements en portefeuille;
- juste valeur des actifs dérivés;
- 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 toutefois aucune certitude que ces mesures nous protégeront contre les pertes importantes.

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode du coût réel d'entrée. À la fin de l'exercice 2013, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Le 31 décembre 2013, la concentration du risque de crédit était de 240 millions de dollars (259 millions de dollars en 2012) relativement à une contrepartie. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

Risque d'illiquidité

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

La page 70 traite de notre situation financière plus en détail.

Actions en justice

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

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

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

Contrôles et procédures de communication de l'information

Nous avons effectué, sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, une évaluation de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information en date du 31 décembre 2013, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. L'évaluation a permis au président et chef de la direction et au chef des finances de conclure à l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, du fait qu'ils sont conçus de manière à ce que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont présentés, soit enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, tant au Canada qu'aux États-Unis.

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

Nous devons faire le nécessaire pour établir et gérer 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 la présentation de l'information financière et la préparation des états financiers aux fins de leur publication sont conformes 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 interne à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2013 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework* publié en 1992 par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2013, le contrôle interne à l'égard de l'information financière est efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2013 a été audité par le cabinet d'experts-comptables incrit KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs externes indépendants, comme en fait foi l'attestation annexée au présent rapport.

Restrictions relatives à l'efficacité des contrôles

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

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, 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.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2014, la direction a mis en œuvre un système de planification des ressources de l'entreprise (« PRE ») qui n'a eu aucune incidence sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2013. Ce système devrait entraîner, en 2014, la modification de certains processus à l'appui du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société. La direction continuera de surveiller ces processus.

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 2013 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

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

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

Comptabilité des activités à tarifs réglementés

Selon les PCGR, une société a le droit de recourir à la comptabilité des activités à tarifs réglementés (« CATR ») si elle 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 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)	2013	2012
Actifs réglementaires		
Actif à long terme	1 735	1 629
Actif à court terme (inclus dans les autres actifs à court terme)	42	178
Passifs réglementaires		
Passif à long terme	229	268
Passif à court terme (inclus dans créditeurs et autres)	7	100

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

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

Écart d'acquisition

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir perte de valeur pour un actif. Nous évaluons 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 de l'unité 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 la capacité;
- hypothèses au sujet de l'offre et de la demande sur le marché;
- occasions de croissance;
- niveaux de production;
- concurrence livrée par d'autres sociétés;
- modifications d'ordre réglementaire.

Des changements importants relativement à ces hypothèses pourraient influencer sur la nécessité de constater une charge au titre de la perte de valeur. Il existe un risque que des modifications défavorables des principales hypothèses donnent lieu à une dépréciation future au titre du solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes. Ces hypothèses pourraient subir l'incidence négative de divers facteurs, notamment des changements dans la demande des clients de Great Lakes à l'égard de la capacité et des services pipeliniers, des conditions climatiques, des stocks de gaz naturel, de l'issue de décisions rendues par des organismes de réglementation. Notre quote-part de l'écart d'acquisition de Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 266 millions de dollars US au 31 décembre 2013 (266 millions de dollars US en 2012).

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 et pour qu'il soit possible de les évaluer au prix d'un effort raisonnable, nous constatons dans nos états financiers la juste valeur de l'obligation liée 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.

Pipelines réglementés au Canada

Conformément à l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (« ICQF ») de l'ONÉ, toutes les sociétés pipelinrières assujetties à la *Loi sur l'Office national de l'Énergie* (Canada) devront commencer à percevoir et à mettre de côté des fonds pour financer les coûts futurs de cessation d'exploitation.

Dans le cadre de cette initiative, l'ONÉ a énoncé plusieurs principes directeurs, notamment que les coûts liés à la cessation d'exploitation sont des coûts engagés de manière légitime relativement à la prestation d'un service pipelinier et qu'ils sont recouvrables auprès des utilisateurs du réseau, sous réserve de son approbation.

L'ONÉ a établi en mai 2009 plusieurs échéances pour les sociétés pipelinières, notamment pour :

- le dépôt d'une estimation des coûts de cessation d'exploitation;
- l'élaboration d'une proposition concernant le prélèvement de ces fonds (au moyen de droits ou d'une autre méthode acceptable);
- l'élaboration d'une proposition concernant le processus envisagé pour mettre de côté les fonds en question.

Nous avons déposé un document présentant les coûts estimatifs de cessation d'exploitation des oléoducs et des gazoducs au Canada en novembre 2011, conformément aux exigences. En février 2013, l'ONÉ a publié les motifs de sa décision touchant l'estimation des coûts liés à la cessation d'exploitation. Nous avons ensuite présenté des estimations révisées en avril 2013 et en janvier 2014. Nous avons présenté en février et en avril 2013 les demandes relatives aux mécanismes de perception et de mise de côté. Une audience orale portant sur ces deux demandes a été ouverte le 14 janvier 2014. Selon la directive publiée par l'ONÉ en 2009, nous pourrions commencer à percevoir des fonds par l'entremise de droits liés au coût du service au plus tôt en 2015. Les incidences précises sur les droits dépendront de l'issue de l'instance ouverte en 2014 au sujet du mécanisme de perception.

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 exceptions comptables.

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur des billets à recevoir est calculée en actualisant les paiements futurs des intérêts et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La juste valeur de la dette à long terme est évaluée selon l'approche bénéfiques au moyen des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables établis par des fournisseurs de données externes. La juste valeur des actifs disponibles à la vente est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. Le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés tient compte du risque de crédit.

La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme est égale à leur juste valeur du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme.

Échéances contractuelles des passifs financiers non dérivés

Le tableau suivant précise les échéances contractuelles à venir de nos passifs financiers non dérivés, y compris les flux de trésorerie au titre du capital et des intérêts.

Remboursements contractuels du capital des passifs financiers non dérivés

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total	2014	2015 et 2016	2017 et 2018	2019 et par la suite
Billets à payer	1 842	1 842	-	-	-
Dette à long terme	22 865	973	3 751	2 494	15 647
Billets subordonnés de rang inférieur	1 063	-	-	-	1 063
	25 770	2 815	3 751	2 494	16 710

Paielements d'intérêt sur les passifs financiers non dérivés

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total	2014	2015 et 2016	2017 et 2018	2019 et par la suite
Dette à long terme	16 798	1 254	2 315	2 111	11 118
Billets subordonnés de rang inférieur	3 614	68	135	135	3 276
	20 412	1 322	2 450	2 246	14 394

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. 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.

Les instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ont été inscrits en tant que couvertures économiques (instruments détenus à des fins de transaction) afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent, ce qui peut exposer la société à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouvrés par l'entremise des droits imputés. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés ou recouvrés à même les droits exigés au cours des années subséquentes, 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 bénéficiaire au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou selon d'autres techniques d'évaluation sont utilisés. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

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

Moment prévu du règlement des contrats – instruments dérivés

Le moment prévu du règlement des instruments dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total de la juste valeur	2014	2015 et 2016	2017 et 2018
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction				
Actifs	346	268	74	4
Passifs	(371)	(288)	(81)	(2)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Actifs	161	128	33	-
Passifs	(241)	(70)	(143)	(28)
	(105)	38	(117)	(26)

Effet des instruments dérivés sur l'état consolidé des résultats

Le tableau suivant fait exclusion des couvertures de notre investissement net dans des établissements étrangers.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	19	(30)
Gaz naturel	17	2
Change	(10)	(1)
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	(49)	5
Gaz naturel	(13)	(10)
Change	(9)	26
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{2,3}		
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	(19)	(130)
Gaz naturel	(2)	(23)
Intérêts	5	7

¹ Le montant net des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel est inclus dans les produits du secteur de l'énergie. Le montant net des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change est inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

² Au 31 décembre 2013, toutes les relations de couverture étaient désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui étaient désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 5 millions de dollars (10 millions de dollars en 2012) et une valeur nominale de 200 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2012). En 2013, le montant des gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur s'établissait à 6 millions de dollars (7 millions de dollars en 2012) et était inclus dans les intérêts débiteurs. En 2013 et en 2012, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

³ La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits du secteur de l'énergie, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé. En 2013 et en 2012, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produirait pas.

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

Les composantes de l'état consolidé des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, avant les impôts)	2013	2012
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)		
Électricité	117	83
Gaz Naturel	(1)	(21)
Change	5	(1)
	121	61
Reclassement des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)		
Électricité	40	147
Gaz Naturel	4	54
Intérêts	16	18
	60	219
Gains sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)		
Électricité	8	7
	8	7

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 2013, la juste valeur de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 16 millions de dollars (37 millions de dollars en 2012), et nous avons fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2012) dans le cours normal des affaires.

Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2013, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 16 millions de dollars (37 millions de dollars en 2012). Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2013

Compensation dans le bilan

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

Cumul des autres éléments du résultat étendu

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

Modifications comptables futures

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié une recommandation concernant la constatation, l'évaluation et la présentation des obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire pour lesquels le montant total de l'obligation est déterminé à la date du bilan. Les conventions d'emprunt, les obligations contractuelles diverses ainsi que les litiges réglés et les décisions judiciaires sont des exemples de ces obligations. L'ASU s'applique rétrospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. Nous évaluons l'incidence de l'adoption de l'ASU sur nos états financiers consolidés, mais nous ne nous attendons pas à ce que cette adoption ait une incidence significative.

Opérations en devises – écarts de conversion cumulés

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

Économies d'impôts non comptabilisées

En juillet 2013, le FASB a publié des recommandations modifiées au sujet de la présentation dans les états financiers d'économies d'impôts non comptabilisées en présence d'un report prospectif d'une perte d'exploitation nette, d'une perte fiscale comparable ou du report prospectif d'un crédit d'impôt. L'ASU s'applique prospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2014. L'adoption par anticipation est permise. Nous évaluons l'incidence de l'adoption de l'ASU sur nos états financiers consolidés, mais nous ne nous attendons pas à ce que cette adoption ait une incidence significative.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

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

2013	T4	T3	T2	T1
Produits	2 332	2 204	2 009	2 252
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	420	481	365	446
Résultat comparable	410	447	357	370
Résultat comparable par action	0,58 \$	0,63 \$	0,51 \$	0,52 \$
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,59 \$	0,68 \$	0,52 \$	0,63 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$

2012	T4	T3	T2	T1
Produits	2 089	2 126	1 847	1 945
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	306	369	272	352
Résultat comparable	318	349	300	363
Résultat comparable par action	0,45 \$	0,50 \$	0,43 \$	0,52 \$
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,43 \$	0,52 \$	0,39 \$	0,50 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,44 \$	0,44 \$	0,44 \$	0,44 \$

Facteurs influant sur l'information trimestrielle, selon le secteur

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur.

Dans le secteur des gazoducs, à l'exception des fluctuations saisonnières des débits à court terme des gazoducs aux États-Unis, les produits et le bénéfice net trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

- des décisions rendues par les organismes de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service des actifs nouvellement construits.

Dans le secteur des oléoducs, 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 nets sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours du même exercice.

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'énergie;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif;
- 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 des actifs nouvellement construits.

Facteurs influant sur l'information trimestrielle, selon le trimestre

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

Le résultat comparable ne comprend pas 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 satisfont pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Parce que ces montants ne représentent pas de manière précise les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Au deuxième trimestre de 2013, le résultat comparable excluait un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice d'environ 25 millions de dollars en raison de la mise en vigueur de certaines lois fiscales canadiennes liées à l'impôt de la Partie VI.I en juin 2013.

Au premier trimestre de 2013, le résultat comparable excluait un bénéfice net de 84 millions de dollars constaté en 2013 à l'égard du résultat de 2012 attribuable à une décision de l'ONÉ.

Au deuxième trimestre de 2012, le résultat comparable excluait une charge de 15 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant les impôts) suivant la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2013

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

trimestres clos les 31 décembre (non audité) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013	2012
BAIIA	1 320	1 040
Activités de gestion des risques non comparables avec incidence sur le BAIIA	(29)	12
BAIIA comparable	1 291	1 052
Amortissement comparable	(396)	(343)
BAII comparable	895	709
Autres postes de l'état des résultats		
Intérêts débiteurs comparables	(240)	(246)
Intérêts créditeurs et autres comparables	10	20
Charge d'impôts comparable	(198)	(123)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(38)	(28)
Dividendes sur les actions privilégiées	(19)	(14)
Résultat comparable	410	318
Poste particulier (déduction faite des impôts) :		
Activités de gestion des risques ¹	10	(12)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	420	306
Intérêts débiteurs comparables	(240)	(246)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ¹	-	-
Intérêts débiteurs	(240)	(246)
Intérêts créditeurs et autres comparables	10	20
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ¹	(9)	(5)
Intérêts créditeurs et autres	1	15
Charge d'impôts comparable	(198)	(123)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ¹	(10)	5
Charge d'impôts	(208)	(118)
Résultat comparable par action ordinaire	0,58 \$	0,45 \$
Poste particulier (déduction faite des impôts) :		
Activités de gestion des risques ¹	0,01	(0,02)
Bénéfice net par action ordinaire	0,59 \$	0,43 \$

trimestres clos les 31 décembre (non audité) (en millions de dollars)	2013	2012
Gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques :		
Installations énergétiques au Canada	(2)	(6)
Installations énergétiques aux États-Unis	36	(5)
Stockage de gaz naturel	(5)	(1)
Change	(9)	(5)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(10)	5
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	10	(12)

BAIIA comparable et BAII comparable, selon le secteur d'exploitation

trimestres clos les 31 décembre 2013 (non audité) (en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	778	198	346	(31)	1 291
Amortissement comparable	(280)	(38)	(74)	(4)	(396)
BAII comparable	498	160	272	(35)	895

trimestres clos les 31 décembre 2012 (non audité) (en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	690	172	222	(32)	1 052
Amortissement comparable	(236)	(36)	(68)	(3)	(343)
BAII comparable	454	136	154	(35)	709

Résultat comparable

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2013 s'est établi à 92 millions de dollars (0,13 \$ par action) de plus qu'à la même période en 2012.

La hausse du résultat comparable est surtout attribuable :

- à la hausse de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power, qui reflète le résultat supplémentaire du réacteur 4 résultant de la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et de la remise en service des réacteurs 1 et 2;
- à l'amélioration du résultat du réseau principal au Canada en raison de l'augmentation du RCA, qui est passé de 8,08 % en 2012 à 11,50 % en 2013 par suite de la décision de l'ONÉ;
- à la progression du résultat du réseau de NGTL découlant du relèvement de la base tarifaire moyenne associée aux investissements faits en 2012 et en 2013 et de l'incidence du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013 qui comprenait l'augmentation du RCA et les revenus incitatifs;
- au résultat plus élevé du réseau d'oléoducs Keystone en raison principalement de l'augmentation des volumes.

Ces hausses ont été en partie annulées par :

- l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis en raison de l'affaiblissement des produits des services de transport d'ANR et du résultat inférieur de GTN et de Bison découlant de la réduction de notre participation effective, qui est passée de 83 % à 50 % à partir de juillet 2013;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest à la suite principalement de l'affaiblissement des prix réalisés pour la vente d'électricité.

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 420 millions de dollars (0,59 \$ par action) pour le quatrième trimestre de 2013 comparativement à 306 millions de dollars (0,43 \$ par action) pour la même période en 2012.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs

Le BAII comparable des gazoducs a augmenté de 44 millions de dollars pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012 en raison de l'augmentation du résultat du réseau principal au Canada découlant de la décision rendue en mars 2013 par l'ONÉ et du résultat plus élevé du réseau de NGTL découlant du relèvement de la base tarifaire moyenne associé aux dépenses en immobilisations faites en 2013 et de l'incidence du règlement de NGTL pour 2013-2014, qui prévoyait un RCA porté à 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ces hausses ont été partiellement annulées par l'affaiblissement de l'apport de GTN et de Bison à la suite du recul de la participation effective et de la combinaison d'un repli des produits et d'une augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration d'ANR.

L'amortissement comparable dans le secteur des gazoducs a augmenté de 44 millions de dollars pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012 en raison d'un redressement, en 2013, du taux d'amortissement composé autorisé dans le règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé en novembre 2013, du relèvement de la base tarifaire du réseau de NGTL et de l'effet de la décision de l'ONÉ sur le réseau principal au Canada.

Gazoducs au Canada

Le résultat comparable du réseau principal au Canada a progressé de 29 millions de dollars pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 par rapport à la même période en 2012, en raison de l'incidence de la décision rendue par l'ONÉ en mars 2013 et du relèvement des revenus incitatifs. Par ailleurs, l'ONÉ a approuvé un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour les exercices compris dans la période de 2012 à 2017, alors que le dernier RCA approuvé, appliqué pour comptabiliser les résultats de 2012, était de 8,08 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, ainsi qu'un mécanisme incitatif fondé sur le total des produits nets. L'appréciation du résultat comparable découle presque entièrement du relèvement du RCA et de certains revenus incitatifs.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a crû de 17 millions de dollars au cours du trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012 en raison de l'effet du règlement de NGTL pour 2013-2014, qui prévoyait une augmentation du RCA et des revenus incitatifs et une base tarifaire plus élevée liée aux dépenses en immobilisations faites en 2012 et en 2013. Le règlement approuvé par l'ONÉ en novembre 2013 établissait un RCA de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, au lieu d'un ratio de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2012. Le règlement comprend également des montants fixes pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Gazoducs aux États-Unis

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale a diminué de 30 millions de dollars US pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la période correspondante en 2012, un effet net :

- de la chute des produits des services de transport et de stockage d'ANR;
- des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration plus élevés à l'égard des services fournis par d'autres gazoducs à ANR;
- de l'apport moindre de GTN et de Bison à la suite de la diminution de notre participation effective dans chaque gazoduc, qui a été ramenée de 83 % en 2012 à 50 % à partir du 1^{er} juillet 2013;
- du relèvement de l'apport de Portland attribuable à la hausse des produits à court terme.

Oléoducs

Le BAIIA comparable du secteur des oléoducs s'est accru de 26 millions de dollars, hausse attribuable principalement au réseau d'oléoducs Keystone, qui affiche une progression de 20 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement au même trimestre en 2012. L'accroissement découle de la hausse des produits, qui est principalement attribuable à des volumes plus élevés.

Énergie

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 124 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012, un effet net :

- de l'accroissement de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power du fait surtout du résultat supplémentaire du réacteur 4 qui vient du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et de la remise en service des réacteurs 1 et 2;
- du résultat plus élevé des installations énergétiques des États-Unis attribuable principalement à la hausse des prix de capacité de New York, mais contrebalancé par une réduction des volumes, en particulier ceux de Ravenswood;
- de l'affaiblissement du résultat des installations énergétiques de l'Ouest produit principalement par la diminution des prix réalisés sur les ventes d'électricité, mais en partie annulé par la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A respectivement au début de septembre 2013 et au début d'octobre 2013.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a reculé de 24 millions de dollars pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 par rapport au trimestre correspondant en 2012, un effet net :

- de la baisse des prix réalisés de l'énergie;
- du résultat supplémentaire attribuable à la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A respectivement au début de septembre 2013 et au début d'octobre 2013.

Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont reculé de 39 %, comparativement à la même période en 2012, pour se chiffrer à 48 \$ le MWh pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013. Cette régression s'explique par des variations de l'équilibre entre l'offre et la demande à la suite de la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A, par une diminution appréciable des interruptions d'exploitation des centrales alimentées au charbon et par la hausse de la production des installations éoliennes pendant le quatrième trimestre de 2013 par rapport au même trimestre de 2012. Les prix réalisés pour la vente d'électricité peuvent être supérieurs ou inférieurs à ceux du marché au comptant, pendant une période particulière, en raison des activités contractuelles.

Les volumes achetés pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 ont été plus élevés qu'à la même période en 2012 en raison surtout de la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A.

Environ 68 % des volumes de vente des installations énergétiques de l'Ouest étaient visés par des contrats au quatrième trimestre comparativement à 80 % au quatrième trimestre de 2012. Pour réduire le risque lié aux prix du marché au comptant en Alberta, les installations énergétiques de l'Ouest concluent des contrats à terme à prix fixe pour garantir les produits futurs, et nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou par voie de contrats à plus court terme. Le volume des ventes à terme varie en fonction des conditions du marché et de la liquidité sur le marché et, par le passé, il se situait entre 25 % et 75 % de la production future prévue, une proportion supérieure faisant l'objet de couvertures pour les périodes à court terme. Ces ventes à terme sont généralement conclues avec des moyennes et grandes entreprises industrielles et commerciales ainsi qu'avec d'autres participants du marché et elles influeront sur nos prix réalisés moyens (par rapport au prix sur le marché au comptant) au cours de périodes futures.

La quote-part du bénéfice dans Bruce A s'est appréciée de 124 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012, un effet principalement :

- du résultat supplémentaire attribuable au réacteur 4 en raison du prolongement des travaux d'allongement du cycle de vie amorcés au troisième trimestre de 2012 et terminés en avril 2013;

- du résultat supplémentaire attribuable aux réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012;
- de l'appréciation des prix réalisés.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques des États-Unis a progressé de 17 millions de dollars US pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement au même trimestre en 2012, un effet net :

- du relèvement des prix de capacité réalisés dans la région de New York;
- de la hausse des prix réalisés sur les ventes d'électricité en Nouvelle-Angleterre, annulée par l'incidence de l'augmentation des coûts des carburants;
- de la diminution de la production, principalement à Ravenswood.

Le BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel a progressé de 7 millions de dollars pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012 en raison surtout de la hausse des écarts réalisés pour le gaz naturel stocké et du résultat supplémentaire constaté pour CrossAlta à la suite de l'acquisition du reste de la participation, soit 40 %, en décembre 2012.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	baril par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliard de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

bitume	Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté par pipeline (voir le terme diluant). Le bitume est l'une des composantes des sables bitumineux, comme le sable, l'eau et l'argile.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Convention d'achat d'électricité
centrale de cogénération diluant	Installation qui produit à la fois de l'électricité et de la chaleur utile. Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
fractionnement hydraulique	Méthode d'extraction du gaz naturel des gisements de gaz de schiste.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
PJM Interconnection (« PJM »)	Organisation de transport régionale qui coordonne le mouvement de l'électricité dans le secteur de gros dans la totalité ou une partie de 13 États et du district de Columbia.
Proposition de restructuration au Canada	Proposition relative à la modification de la structure commerciale et des modalités de service du réseau principal au Canada ainsi que la demande visant l'établissement des droits définitifs pour 2012 et 2013.
SSE	Santé, sécurité et environnement
TRG	Tarif de rachat garanti
triangle de l'Est	Tronçon du réseau principal au Canada compris entre North Bay, Toronto et Montréal.

Termes comptables

ASU	Accounting Standards Update
BAIL	Bénéfice avant les intérêts et les impôts
BAIIA	Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement
CATR	Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
OMHSI	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaire
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AIE	Agence internationale de l'énergie
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia (commission de réglementation de l'énergie du Mexique)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
ISO	Independent System Operator (exploitant de réseau indépendant des États-Unis)
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative (initiative régionale relative aux gaz à effet de serre) (Nord-Est des États-Unis)
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission des États-Unis