

## Rapport trimestriel aux actionnaires

### Deuxième trimestre de 2013

#### Points saillants des résultats financiers

Le BAIIA comparable, le résultat comparable et les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
<b>Bénéfice</b>				
Produits	2 009	1 847	4 261	3 792
BAIIA comparable	1 143	997	2 311	2 110
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	381	282	839	644
Résultat comparable	373	310	755	683
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Fonds provenant de l'exploitation	949	723	1 861	1 588
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(127)	21	(335)	(143)
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>822</b>	<b>744</b>	<b>1 526</b>	<b>1 445</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	1 109	397	2 038	861
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	39	197	71	413
Acquisition	55	-	55	-
<b>Actions ordinaires en circulation - de base (en millions)</b>				
Moyenne de la période	749	738	747	737
Fin de la période	749	738	749	738

## Rapport de gestion

Le 25 juillet 2013

Le rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada PipeLines Limited. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le rapport de gestion doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et du rapport de gestion qui figurent dans notre rapport annuel 2012, et qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

### Au sujet de la présente publication

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

Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire paraissant dans notre rapport annuel 2012.

Tous les renseignements sont en date du 25 juillet 2013 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 du genre.

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 calendriers 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 décisions réglementaires;
- 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 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 la 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 de change;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les avancées technologiques;
- la conjoncture en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel 2012.

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

#### **POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION**

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

### MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAll;
- résultat comparable;
- BAIIA comparable;
- BAll comparable;
- amortissement comparable;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres comparables;
- impôts sur le bénéfice comparables;
- fonds provenant de l'exploitation.

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

### BAIIA et BAll

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure le bénéfice avant la déduction des 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 BAll mesure le bénéfice tiré des activités poursuivies de la société. Il s'agit d'une mesure efficace 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 efficace pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés parce qu'ils excluent 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 rubrique « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

### Mesures comparables

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

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
BAIIA comparable	BAIIA
BAll comparable	BAll
amortissement comparable	amortissement
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
impôts sur le bénéfice comparables	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'agir notamment :

- de certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- de remboursements et d'ajustements d'impôts sur les bénéfices;
- 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 réductions de valeur d'actifs et d'investissements.

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

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
<b>BAIIA comparable</b>	<b>1 143</b>	997	<b>2 311</b>	2 110
Amortissement comparable	(356)	(346)	(710)	(690)
<b>BAll comparable</b>	<b>787</b>	651	<b>1 601</b>	1 420
<b>Autres postes de l'état des résultats</b>				
Intérêts débiteurs comparables	(258)	(244)	(519)	(492)
Intérêts créditeurs et autres comparables	(2)	19	16	44
Impôts sur le bénéfice comparables	(131)	(90)	(289)	(228)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(18)	(21)	(43)	(50)
Dividendes sur les actions privilégiées	(5)	(5)	(11)	(11)
<b>Résultat comparable</b>	<b>373</b>	310	<b>755</b>	683
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Proposition de restructuration au Canada - 2012	-	-	84	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice	25	-	25	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A - 2011	-	(15)	-	(15)
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	(17)	(13)	(25)	(24)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>381</b>	282	<b>839</b>	644
<b>Amortissement comparable</b>	<b>(356)</b>	(346)	<b>(710)</b>	(690)
Poste particulier :				
Proposition de restructuration au Canada - 2012	-	-	(13)	-
<b>Amortissement</b>	<b>(356)</b>	(346)	<b>(723)</b>	(690)
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>	<b>(258)</b>	(244)	<b>(519)</b>	(492)
Poste particulier :				
Proposition de restructuration au Canada - 2012	-	-	(1)	-
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(258)</b>	(244)	<b>(520)</b>	(492)
<b>Intérêts créditeurs et autres comparables</b>	<b>(2)</b>	19	<b>16</b>	44
Postes particuliers :				
Proposition de restructuration au Canada - 2012	-	-	1	-
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	(9)	(14)	(15)	(8)
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	<b>(11)</b>	5	<b>2</b>	36
<b>Impôts sur le bénéfice comparables</b>	<b>(131)</b>	(90)	<b>(289)</b>	(228)
Postes particuliers :				
Proposition de restructuration au Canada - 2012	-	-	42	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice	25	-	25	-
Impôts sur le bénéfice attribuables à la décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A - 2011	-	5	-	5
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	10	1	12	12
<b>Charge d'impôts</b>	<b>(96)</b>	(84)	<b>(210)</b>	(211)

1 (non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Installations énergétiques au Canada	(4)	1	(6)	(1)
Installations énergétiques aux États-Unis	(18)	16	(17)	(16)
Stockage de gaz naturel	4	(17)	1	(11)
Change	(9)	(14)	(15)	(8)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	10	1	12	12
<b>Total des pertes découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>(17)</b>	<b>(13)</b>	<b>(25)</b>	<b>(24)</b>

### BAIIA et BAll selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 30 juin 2013 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA comparable</b>	<b>644</b>	<b>186</b>	<b>330</b>	<b>(17)</b>	<b>1 143</b>
Amortissement comparable	(245)	(37)	(69)	(5)	(356)
<b>BAll comparable</b>	<b>399</b>	<b>149</b>	<b>261</b>	<b>(22)</b>	<b>787</b>

trimestre clos le 30 juin 2012 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA comparable</b>	666	176	170	(15)	997
Amortissement comparable	(234)	(36)	(72)	(4)	(346)
<b>BAll comparable</b>	<b>432</b>	<b>140</b>	<b>98</b>	<b>(19)</b>	<b>651</b>

semestre clos le 30 juin 2013 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA comparable</b>	<b>1 390</b>	<b>365</b>	<b>607</b>	<b>(51)</b>	<b>2 311</b>
Amortissement comparable	(485)	(74)	(143)	(8)	(710)
<b>BAll comparable</b>	<b>905</b>	<b>291</b>	<b>464</b>	<b>(59)</b>	<b>1 601</b>

semestre clos le 30 juin 2012 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA comparable</b>	1 391	349	414	(44)	2 110
Amortissement comparable	(466)	(72)	(145)	(7)	(690)
<b>BAll comparable</b>	<b>925</b>	<b>277</b>	<b>269</b>	<b>(51)</b>	<b>1 420</b>

## Résultats – deuxième trimestre de 2013

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 381 millions de dollars ce trimestre, alors qu'il s'était chiffré à 282 millions de dollars au deuxième trimestre de 2012. Les résultats du deuxième trimestre de 2013 comprennent un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice de 25 millions de dollars en raison de la mise en vigueur d'une loi fiscale fédérale canadienne liée à l'impôt de la Partie VI.1 en juin 2013, et ce montant a été retranché du résultat comparable. Les résultats du deuxième trimestre de 2012 comprenaient une charge après les impôts de 37 millions de dollars (50 millions de dollars avant les impôts) relativement à l'incidence de la décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A. De ce montant, 15 millions de dollars (20 millions de dollars avant les impôts) ont été retranchés du résultat comparable de 2012 puisqu'ils se rapportaient à 2011.

Pour le semestre clos le 30 juin 2013, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, à 839 millions de dollars, se compare au chiffre de 644 millions de dollars inscrit pour la même période en 2012. Les résultats de 2013 comprenaient un bénéfice net de 84 millions de dollars pour 2012 découlant de la décision de l'ONÉ au sujet de la proposition de restructuration du réseau au Canada. Ce montant comprend de plus le bénéfice net de 25 millions de dollars attribuable à l'ajustement d'impôt favorable précité. Ces montants ont été exclus du résultat comparable. Les résultats de 2012 comprenaient une charge de 15 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant impôts) qui a été retirée du résultat comparable de 2012 puisqu'elle vise 2011.

Le résultat comparable du trimestre est de 373 millions de dollars, soit 63 millions de dollars de plus qu'au deuxième trimestre de 2012.

Ce résultat s'explique par :

- le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la hausse des prix réalisés pour l'électricité, des volumes supérieurs achetés aux termes des CAE ainsi que de la charge constatée au deuxième trimestre de 2012 au titre de la CAE de Sundance A;
- la hausse du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power compte tenu du résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012, et de la fin de l'arrêt d'exploitation pour entretien préventif du réacteur 3 dans le cadre du programme West Shift Plus en juin 2012, contrée partiellement par le fait que les jours d'arrêt d'exploitation prévus ont été plus nombreux au deuxième trimestre de 2013;
- la progression des prix réalisés pour l'électricité aux installations énergétiques aux États-Unis;
- le relèvement du bénéfice dégagé par le réseau principal au Canada compte tenu du RCA supérieur, soit 11,50 % en 2013 comparativement à 8,08 % en 2012.

Ces gains ont été en partie annulés par :

- l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis;
- les intérêts débiteurs comparables accrus en raison des moindres intérêts capitalisés, principalement en raison de la remise en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce Power;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres comparables en raison des pertes réalisées en 2013 comparativement à des gains réalisés en 2012 sur les instruments dérivés servant à gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice comparables du fait du résultat avant les impôts plus élevé.

Le résultat comparable du semestre clos le 30 juin 2013 s'est chiffré à 755 millions de dollars, en hausse de 72 millions de dollars par rapport à la même période en 2012.

Ce résultat s'explique par :

- la hausse du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power en raison du résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1, 2 et 3 et de la constatation d'un règlement d'assurance au premier trimestre de 2013, annulée en partie par l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- la progression des prix réalisés pour l'électricité aux installations énergétiques de l'Ouest et aux États-Unis;
- le relèvement du résultat du réseau principal au Canada grâce au RCA supérieur, soit 11,50 %, en 2013 comparativement à 8,08 % en 2012.

Ces hausses ont été en partie annulées par :

- l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres comparables en raison des pertes réalisées en 2013 comparativement à des gains réalisés en 2012 sur les instruments dérivés servant à gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice comparables du fait du résultat avant les impôts plus élevé.

Le résultat comparable ne comprend pas les pertes après les impôts non réalisées nettes découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques :

- 17 millions de dollars (27 millions de dollars avant les impôts) pour le trimestre clos le 30 juin 2013 comparativement à 13 millions de dollars (14 millions de dollars avant les impôts) pour la période correspondante de 2012;
- 25 millions de dollars (37 millions de dollars avant les impôts) pour le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement à 24 millions de dollars (36 millions de dollars avant les impôts) pour la période correspondante de 2012.

## Perspectives

La décision rendue par l'ONÉ le 27 mars 2013 au sujet de la proposition de restructuration au Canada pour les droits et services sur le réseau principal au Canada, bien qu'elle puisse donner lieu à des écarts et des variations saisonnières plus prononcés des flux de trésorerie, devrait avoir une incidence favorable sur les perspectives quant aux résultats pour 2013 inclus dans notre rapport annuel 2012. L'ONÉ a approuvé un taux de RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, des droits pluriannuels jusqu'en 2017 et un nouveau mécanisme incitatif. De plus, nous prévoyons que le récent raffermissement des prix de l'électricité réalisé par les installations énergétiques de l'Ouest canadien en 2013 influera positivement sur nos perspectives communiquées antérieurement quant aux résultats de 2013. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel 2012 pour un complément d'information sur nos perspectives.

## Gazoducs

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
<b>Gazoducs au Canada</b>				
Réseau principal au Canada	263	247	543	497
Réseau de NGTL	193	183	375	360
Foothills	28	30	57	61
Autres gazoducs au Canada (TQM <sup>1</sup> , Ventures LP)	7	7	13	15
<b>BAIIA comparable des gazoducs au Canada</b>	<b>491</b>	<b>467</b>	<b>988</b>	<b>933</b>
Amortissement comparable <sup>2</sup>	(190)	(177)	(374)	(354)
<b>BAII comparable des gazoducs au Canada</b>	<b>301</b>	<b>290</b>	<b>614</b>	<b>579</b>
<b>Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b> (en dollars US)				
ANR	32	53	122	150
GTN <sup>3</sup>	26	26	54	56
Great Lakes <sup>4</sup>	8	17	18	35
TC PipeLines, LP <sup>1,5</sup>	13	18	30	38
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois <sup>1</sup> , Bison <sup>3</sup> , Portland <sup>6</sup> )	23	23	66	57
International (Gas Pacifico/INNERGY <sup>1</sup> , Guadalajara, Tamazunchale, TransGas <sup>1</sup> )	25	30	51	58
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(3)	(2)	(5)	(4)
Participations sans contrôle <sup>7</sup>	31	38	74	83
<b>BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b>	<b>155</b>	<b>203</b>	<b>410</b>	<b>473</b>
Amortissement comparable <sup>2</sup>	(54)	(56)	(109)	(111)
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b>	<b>101</b>	<b>147</b>	<b>301</b>	<b>362</b>
Change	2	2	4	2
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)</b>	<b>103</b>	<b>149</b>	<b>305</b>	<b>364</b>
<b>BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires</b>	<b>(5)</b>	<b>(7)</b>	<b>(14)</b>	<b>(18)</b>
<b>BAII comparable du secteur des gazoducs</b>	<b>399</b>	<b>432</b>	<b>905</b>	<b>925</b>
<b>Sommaire</b>				
<b>BAIIA comparable du secteur des gazoducs</b>	<b>644</b>	<b>666</b>	<b>1 390</b>	<b>1 391</b>
Amortissement comparable <sup>2</sup>	(245)	(234)	(485)	(466)
<b>BAII comparable du secteur des gazoducs</b>	<b>399</b>	<b>432</b>	<b>905</b>	<b>925</b>

<sup>1</sup> 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 actifs.

<sup>2</sup> Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

<sup>3</sup> Ces données représentent notre participation directe de 75 %.

<sup>4</sup> Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %.

<sup>5</sup> Le 22 mai 2013, notre participation dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 %. Les résultats tiennent compte de notre participation de 28,9 % à compter du 22 mai 2013 et de 33,3 % entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 22 mai 2013. Notre participation effective dans TC PipeLines, LP avant le 22 mai 2013 s'établissait à 8,3 % pour GTN et pour Bison et à 16,7 % pour Northern Border, alors que nous détenions une participation effective supplémentaire de 15,4 % dans Great Lakes. Notre participation effective par le truchement de TC PipeLines, L.P. à compter du 22 mai 2013 était de 7,2 % pour GTN et pour Bison et de 14,4 % pour Northern Border, alors que nous détenions une participation effective supplémentaire de 13,4 % dans Great Lakes.

<sup>6</sup> Ces données représentent notre participation de 61,7 %.

<sup>7</sup> 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.

**BÉNÉFICE NET – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE AU CANADA**

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Réseau principal au Canada - bénéfice net	67	46	218	93
Réseau principal au Canada - résultat comparable	67	46	134	93
Réseau de NGTL	58	52	114	100
Foothills	5	4	9	9

**DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE**

semestres clos les 30 juin (non audité)	Réseau principal au Canada <sup>1</sup>		Réseau de NGTL <sup>2</sup>		ANR <sup>3</sup>	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	5 871	5 775	5 882	5 359	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi <sup>3</sup> )						
Total	704	804	1 832	1 844	823	844
Moyenne quotidienne	3,9	4,4	10,1	10,1	4,6	4,6

- 1 Les volumes de livraison du réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le semestre clos le 30 juin 2013, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 397 Gpi<sup>3</sup> (455 Gpi<sup>3</sup> en 2012) pour une moyenne quotidienne de 2,2 Gpi<sup>3</sup> (2,5 Gpi<sup>3</sup> en 2012).
- 2 Les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL se sont chiffrés à 1 840 Gpi<sup>3</sup> pour le semestre clos le 30 juin 2013 (1 856 Gpi<sup>3</sup> en 2012) pour une moyenne quotidienne de 10,2 Gpi<sup>3</sup> (10,2 Gpi<sup>3</sup> en 2012).
- 3 Selon ses tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les fluctuations de la base tarifaire moyenne d'ANR n'influent pas sur les résultats.

**GAZODUCS AU CANADA**

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

Le résultat comparable du réseau principal au Canada a progressé de 21 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et de 41 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement aux périodes correspondantes de 2012, et ce, en raison de l'incidence de la décision rendue par l'ONÉ en mars 2013 (la « décision de l'ONÉ ») au sujet de la proposition de restructuration au Canada. Par ailleurs, l'ONÉ a approuvé un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % qui sera en vigueur 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 %. Le bénéfice net de 218 millions de dollars du semestre clos le 30 juin 2013 comprend un montant de 84 millions de dollars lié à l'incidence, pour 2012, de la décision de l'ONÉ.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, le bénéfice net du réseau de NGTL (ancienne connu sous le nom de réseau de l'Alberta) a été de respectivement 6 millions de dollars et 14 millions de dollars supérieur à celui des périodes correspondantes de 2012 compte tenu de la base tarifaire moyenne plus élevée et de la cessation de la composante coûts annuels fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration comprise dans les besoins en produits pour la période de 2010 à 2012 échus à la fin de 2012. Les résultats de 2013 tiennent compte du dernier RCA approuvé de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire de 40 % et de l'absence de revenus incitatifs.

**GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS ET À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE**

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, notamment les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et les impôts fonciers, sont autant de facteurs qui influent généralement sur le BAIIA de nos gazoducs aux États-Unis. Les résultats d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de sa capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale s'est établi à 155 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et à 410 millions de dollars US pour le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement à 203 millions de dollars US et 473 millions de dollars US pour les mêmes périodes en 2012. Il s'agit d'un effet net résultant :

- des coûts supérieurs d'ANR liés aux services fournis par d'autres pipelines et du recul des produits au deuxième trimestre;
- du recul des produits de Great Lakes découlant de la baisse des tarifs et de la capacité non visée par des contrats;
- de l'apport inférieur de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY;
- de la hausse des produits tirés du service à court terme et du service interruptible de Portland.

**AMORTISSEMENT COMPARABLE**

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, l'amortissement comparable a été de respectivement 245 millions de dollars et 485 millions de dollars comparativement à 234 millions de dollars et 466 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2012, principalement en raison de la base tarifaire plus élevée pour le réseau de NGTL et de l'incidence de la décision de l'ONÉ quant au réseau principal au Canada.

## Oléoducs

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Réseau d'oléoducs Keystone	187	178	373	352
Expansion des affaires dans le secteur des oléoducs	(1)	(2)	(8)	(3)
<b>BAIIA comparable du secteur des oléoducs</b>	<b>186</b>	176	<b>365</b>	349
Amortissement comparable	(37)	(36)	(74)	(72)
<b>BAII comparable du secteur des oléoducs</b>	<b>149</b>	140	<b>291</b>	277
<b>BAII comparable libellé comme suit :</b>				
Dollars CA	52	51	99	99
Dollars US	95	88	189	177
Change	2	1	3	1
	<b>149</b>	140	<b>291</b>	277

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone s'est accru de 9 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et de 21 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement aux périodes correspondantes de 2012. L'accroissement découle de la hausse des produits, qui est principalement attribuable aux éléments suivants :

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

### EXPANSION DES AFFAIRES

Les charges d'expansion des affaires du premier semestre de 2013 ont été de 5 millions de dollars supérieures à celles du premier semestre de 2012 dans le contexte de l'intensification des activités dans le cadre de divers projets d'aménagement.

## Énergie

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
<b>Installations énergétiques au Canada</b>				
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>1</sup>	123	27	202	158
Installations énergétiques de l'Est <sup>1,2</sup>	75	73	170	166
Bruce Power <sup>1</sup>	59	31	90	18
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(12)	(11)	(22)	(22)
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada<sup>1</sup></b>	<b>245</b>	<b>120</b>	<b>440</b>	<b>320</b>
Amortissement comparable <sup>3</sup>	(43)	(39)	(86)	(79)
<b>BAII comparable des installations énergétiques au Canada<sup>1</sup></b>	<b>202</b>	<b>81</b>	<b>354</b>	<b>241</b>
<b>Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)</b>				
Installations énergétiques du Nord-Est	92	49	169	95
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(12)	(11)	(22)	(21)
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis</b>	<b>80</b>	<b>38</b>	<b>147</b>	<b>74</b>
Amortissement comparable	(23)	(30)	(51)	(60)
<b>BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis</b>	<b>57</b>	<b>8</b>	<b>96</b>	<b>14</b>
Change	1	1	2	1
<b>BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)</b>	<b>58</b>	<b>9</b>	<b>98</b>	<b>15</b>
<b>Stockage de gaz naturel</b>				
Installations de stockage en Alberta	11	19	31	34
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(2)	(4)	(4)
<b>BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel<sup>1</sup></b>	<b>9</b>	<b>17</b>	<b>27</b>	<b>30</b>
Amortissement comparable <sup>3</sup>	(2)	(3)	(5)	(6)
<b>BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel<sup>1</sup></b>	<b>7</b>	<b>14</b>	<b>22</b>	<b>24</b>
<b>BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires</b>	<b>(6)</b>	<b>(6)</b>	<b>(10)</b>	<b>(11)</b>
<b>BAII comparable du secteur de l'énergie<sup>1</sup></b>	<b>261</b>	<b>98</b>	<b>464</b>	<b>269</b>
<b>Sommaire</b>				
<b>BAIIA comparable du secteur de l'énergie<sup>1</sup></b>	<b>330</b>	<b>170</b>	<b>607</b>	<b>414</b>
Amortissement comparable <sup>3</sup>	(69)	(72)	(143)	(145)
<b>BAII comparable du secteur de l'énergie<sup>1</sup></b>	<b>261</b>	<b>98</b>	<b>464</b>	<b>269</b>

<sup>1</sup> Ces données tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, de Portlands Energy, de Bruce Power et, en 2012, de CrossAlta. En décembre 2012, nous avons fait l'acquisition du reste de la participation dans CrossAlta, soit 40 %, pour porter notre participation à 100 %.

<sup>2</sup> Ces données comprennent la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012 et l'acquisition du premier projet d'énergie solaire en Ontario en juin 2013.

<sup>3</sup> Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 160 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette hausse est un effet :

- de l'accroissement du résultat des installations énergétiques de l'Ouest en raison du raffermissement des prix de l'électricité réalisés, de la charge constatée au deuxième trimestre de 2012 au titre de la CAE de Sundance A et des volumes supérieurs achetés aux termes des CAE;
- du relèvement du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, principalement en raison de la progression des prix de l'électricité réalisés et des prix de capacité de New York;
- de la hausse du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power découlant du résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2 de Bruce Power, remis en service en octobre 2012, et du résultat supérieur du réacteur 3 en raison d'un arrêt d'exploitation pendant le premier et le deuxième trimestres de 2012, hausse annulée en partie par le recul des volumes pour Bruce B attribuable aux arrêts d'exploitation préventifs plus longs que prévu.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 193 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette hausse est un effet :

- du relèvement du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, principalement de la progression des prix de l'électricité réalisés et des prix de capacité de New York;
- de l'augmentation du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power en raison du résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012, de la constatation d'un recouvrement au titre de l'assurance contre les pertes d'exploitation au premier trimestre de 2013 et du résultat supplémentaire dégagé par le réacteur 3 en raison de l'arrêt d'exploitation au premier et au deuxième trimestres de 2012, contrés en partie par l'arrêt d'exploitation prolongé du réacteur 4 au premier trimestre de 2013 et des volumes inférieurs pour Bruce B attribuables aux arrêts d'exploitation préventifs plus longs que prévu;
- du relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Ouest étant donné le raffermissement des prix réalisés pour l'électricité et la hausse des volumes achetés aux termes des CAE.

## INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

### Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est<sup>1</sup>

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
<b>Produits</b>				
Installations énergétiques de l'Ouest	161	106	303	330
Installations énergétiques de l'Est <sup>1</sup>	91	98	200	201
Autres <sup>2</sup>	22	22	53	47
	<b>274</b>	226	<b>556</b>	578
<b>Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation<sup>3</sup></b>	<b>66</b>	(6)	<b>88</b>	17
<b>Achats de produits de base revendus</b>				
Installations énergétiques de l'Ouest	(82)	(43)	(147)	(137)
Autres <sup>4</sup>	(1)	-	(3)	(2)
	<b>(83)</b>	(43)	<b>(150)</b>	(139)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(59)	(47)	(122)	(102)
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A - 2012	-	(30)	-	(30)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(12)	(11)	(22)	(22)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>186</b>	89	<b>350</b>	302
Amortissement comparable <sup>5</sup>	(43)	(39)	(86)	(79)
<b>BAII comparable</b>	<b>143</b>	50	<b>264</b>	223

<sup>1</sup> Ces données comprennent la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012 et l'acquisition du premier projet d'énergie solaire en Ontario en juin 2013.

- 2 Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique.
- 3 Ces données tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy.
- 4 Ces données comprennent le coût du gaz naturel excédentaire n'ayant pas été utilisé dans le cadre de l'exploitation.
- 5 Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

### Volumes de vente et capacité disponible

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

(non audité)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
<b>Volumes des ventes (en GWh)</b>				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	687	654	1 357	1 325
Installations énergétiques de l'Est <sup>1</sup>	750	907	2 096	2 050
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness <sup>2</sup>	1 788	1 295	3 495	3 334
Autres achats	-	1	-	46
	<b>3 225</b>	<b>2 857</b>	<b>6 948</b>	<b>6 755</b>
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	1 939	1 741	3 646	4 036
Installations énergétiques de l'Est <sup>1</sup>	750	907	2 096	2 050
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	536	209	1 206	669
	<b>3 225</b>	<b>2 857</b>	<b>6 948</b>	<b>6 755</b>
<b>Capacité disponible des centrales<sup>3</sup></b>				
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>4</sup>	92 %	97 %	94 %	98 %
Installations énergétiques de l'Est <sup>1,5</sup>	80 %	76 %	88 %	84 %

1 Ces données comprennent la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012 et l'acquisition du premier projet d'énergie solaire en Ontario en juin 2013.

2 Ces données comprennent notre participation de 50 % dans les volumes de Sundance B par le truchement de ASTC Power Partnership. Aucun volume n'a été livré aux termes de la CAE de Sundance A en 2012 ni en 2013.

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

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

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

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a progressé de 96 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette hausse est un effet :

- de l'accroissement du bénéfice tiré de notre participation dans ASTC Power Partnership surtout en raison du raffermissement des prix de l'électricité;
- de la charge au titre de l'arbitrage de la situation de force majeure ayant frappé la CAE de Sundance A constatée au deuxième trimestre de 2012;
- de la hausse des volumes achetés aux termes de CAE grâce au nombre réduit de jours d'arrêt d'exploitation;
- de la hausse des prix réalisés pour l'électricité.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a progressé de 44 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette hausse est un effet :

- de l'accroissement du bénéfice tiré de notre participation dans ASTC Power Partnership surtout en raison du raffermissement des prix de l'électricité;

- de la hausse des volumes achetés aux termes de CAE grâce au nombre réduit de jours d'arrêt d'exploitation;
- de la hausse des prix réalisés pour l'électricité.

Au premier trimestre de 2012, nous avons constaté les produits et les coûts liés à la CAE de Sundance A en présumant que les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 étaient des interruptions de l'approvisionnement conformément aux termes de la CAE. En juillet 2012, nous avons été informés de la décision d'arbitrage relativement à la CAE de Sundance A, qui a déterminé que les groupes électrogènes avaient fait l'objet d'un cas de force majeure au premier trimestre de 2012. En réponse, nous avons constaté une charge de 30 millions de dollars au deuxième trimestre de 2012, montant équivalent au bénéfice avant les impôts que nous avons constaté au premier trimestre de 2012. Puisque l'installation continue de faire l'objet d'un cas de force majeure, nous ne constaterons aucuns autres produits ni aucuns autres coûts d'ici à ce que ces groupes électrogènes soient remis en service. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Énergie – Faits nouveaux » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur la remise en service prévue des groupes électrogènes 1 et 2.

Les prix moyens sur le marché au comptant de l'électricité en Alberta ont augmenté de 207 % pour s'établir à 123 \$ le MWh pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et de 88 % pour se situer à 94 \$ le MWh pour le semestre clos le 30 juin 2013, comparativement aux mêmes périodes en 2012. Ces hausses proviennent surtout des arrêts d'exploitation des centrales et de la hausse de la demande d'électricité.

Les produits des installations énergétiques de l'Ouest se sont raffermis de 55 millions de dollars au cours du trimestre clos le 30 juin 2013 comparativement à la même période en 2012 grâce aux volumes supérieurs achetés aux termes des CAE et des prix réalisés plus forts pour l'électricité.

Pour le semestre clos le 30 juin 2013, les produits des installations énergétiques de l'Ouest ont accusé un recul de 27 millions de dollars par rapport à la même période en 2012, et ce, en raison des produits aux termes de la CAE de Sundance A constatés au premier trimestre de 2012, mais ce repli a été atténué par la hausse des volumes achetés aux termes de CAE.

Les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest se sont accrus de 39 millions de dollars au cours du trimestre clos le 30 juin 2013 comparativement à la même période en 2012 compte tenu des volumes supérieurs achetés aux termes des CAE. Les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont progressé de 10 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement à la période correspondante de 2012 en raison des volumes supérieurs achetés aux termes des CAE, hausse contrée en partie par les coûts liés à la CAE de Sundance A constatés au premier trimestre de 2012.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation s'est accru de 72 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et de 71 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement aux périodes correspondantes respectives de 2012. La hausse du résultat d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, reflète les prix supérieurs de l'électricité sur le marché au comptant de l'Alberta et le résultat supérieur de Portlands Energy est attribuable à l'arrêt d'exploitation imprévu survenu au deuxième trimestre de 2012.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz naturel utilisé pour produire de l'électricité, ont progressé de respectivement 12 millions de dollars et 20 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement aux périodes correspondantes de 2012. Ces hausses s'expliquent avant tout par la progression des prix du gaz naturel destiné à la combustion en 2013.

Environ 78 % des volumes des ventes des installations énergétiques de l'Ouest étaient visés par des contrats au deuxième trimestre de 2013, comparativement à 89 % au deuxième trimestre de 2012. Pour réduire le risque d'exposition aux prix du marché au comptant en Alberta, les installations énergétiques de l'Ouest concluent des contrats à terme à prix fixe de vente d'électricité 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 influenceront sur nos prix réalisés moyens (par rapport au prix sur le marché au comptant) au cours de périodes futures.

**BRUCE POWER**

Quote-part nous revenant

(non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
<b>Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation<sup>1</sup></b>				
Bruce A	51	(23)	87	(56)
Bruce B	8	54	3	74
	<b>59</b>	<b>31</b>	<b>90</b>	<b>18</b>
Comprend ce qui suit :				
Produits	306	185	593	347
Charges d'exploitation	(172)	(125)	(344)	(260)
Amortissement et autres	(75)	(29)	(159)	(69)
	<b>59</b>	<b>31</b>	<b>90</b>	<b>18</b>
<b>Bruce Power - Données complémentaires</b>				
Capacité disponible des centrales <sup>2</sup>				
Bruce A <sup>3</sup>	88 %	57 %	77 %	53 %
Bruce B	80 %	95 %	79 %	91 %
Capacité cumulée de Bruce Power	84 %	84 %	78 %	72 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	33	62	123	153
Bruce B	70	-	140	46
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	-	-	8	-
Bruce B	3	19	12	23
Volumes des ventes (en GWh) <sup>1</sup>				
Bruce A <sup>3</sup>	2 464	895	4 561	1 642
Bruce B	1 726	2 047	3 460	3 956
	<b>4 190</b>	<b>2 942</b>	<b>8 021</b>	<b>5 598</b>
Prix de vente réalisés par MWh <sup>4</sup>				
Bruce A	71 \$	68 \$	70 \$	67 \$
Bruce B	54 \$	56 \$	53 \$	55 \$
Prix cumulés pour Bruce Power	<b>63 \$</b>	<b>58 \$</b>	<b>61 \$</b>	<b>58 \$</b>

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 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 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.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de Bruce A s'est accru de 74 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et de 143 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement aux périodes correspondantes respectives de 2012. Ces hausses proviennent principalement :

- du résultat supplémentaire attribuable aux réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012;
- du résultat supérieur du réacteur 3 compte tenu de l'arrêt d'exploitation de West Shift Plus aux premier et deuxième trimestres de 2012;
- de 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 de l'incidence de cette dernière sur Bruce A en 2012 et 2013.

Ces hausses ont été annulées en partie par l'incidence de l'arrêt d'exploitation prévu du réacteur 4, pour en prolonger l'exploitation, entre août 2012 et avril 2013.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur consolidation de Bruce B a affiché un recul de 46 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et de 71 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement aux mêmes périodes en 2012. Ces reculs s'expliquent avant tout par la baisse des volumes et l'augmentation des frais d'exploitation puisque les jours d'arrêt d'exploitation prévus ont été plus nombreux et les charges de location plus élevées.

Certaines dispositions du contrat de location conclu par Bruce B avec l'Ontario Power Generation prévoient une réduction de la charge annuelle de location moyenne si le prix annuel de l'électricité sur le marché au comptant de l'Ontario se situe en deçà de 30 \$ le MWh. Les charges de location constatées pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 tenaient compte d'un prix annuel moyen sur le marché au comptant inférieur à 30 \$ par MWh. À l'heure actuelle, il n'est pas certain que le prix annuel moyen sur le marché au comptant sera inférieur à 30 \$ par MWh en 2013 et, par conséquent, aucune réduction de la charge de location de 2013 n'a été constatée au deuxième trimestre de 2013.

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<sup>er</sup> avril de chaque année en fonction de l'inflation et d'autres dispositions du contrat en question. De plus, les coûts de combustible de Bruce A sont récupérés auprès de l'OEO.

<b>Prix fixe de Bruce A</b>	<b>par MWh</b>
Du 1 <sup>er</sup> avril 2013 au 31 mars 2014	70,96 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2012 au 31 mars 2013	68,23 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2011 au 31 mars 2012	66,33 \$

Aux termes du même contrat, toute la production de Bruce B fait l'objet d'un prix plancher ajusté annuellement le 1<sup>er</sup> avril pour tenir compte de l'inflation.

<b>Prix plancher de Bruce B</b>	<b>par MWh</b>
Du 1 <sup>er</sup> avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2012 au 31 mars 2013	51,62 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2011 au 31 mars 2012	50,18 \$

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Nous prévoyons actuellement que les prix sur le marché au comptant en 2013 seront inférieurs au prix plancher pour le reste de l'année et, par conséquent, aucun des montants reçus aux termes du mécanisme de prix plancher en 2013 ne devrait être remboursé.

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.

La capacité disponible globale des centrales en 2013 devrait se situer aux alentours de 85 % pour Bruce A et à un peu moins de 90 % pour Bruce B. Il n'y a pas d'autres travaux d'entretien prévus d'ici la fin de 2013.

### INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
<b>Produits</b>				
Installations énergétiques <sup>1</sup>	317	233	750	428
Capacité	77	66	124	106
Autres <sup>2</sup>	17	5	46	24
	<b>411</b>	<b>304</b>	<b>920</b>	<b>558</b>
Achats de produits de base revendus	(197)	(163)	(503)	(280)
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>2</sup>	(122)	(92)	(248)	(183)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(12)	(11)	(22)	(21)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>80</b>	<b>38</b>	<b>147</b>	<b>74</b>
Amortissement comparable	(23)	(30)	(51)	(60)
<b>BAII comparable</b>	<b>57</b>	<b>8</b>	<b>96</b>	<b>14</b>

<sup>1</sup> Les gains et les pertes réalisés sur les instruments 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.

<sup>2</sup> Ces données comprennent les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers, dont le niveau d'activité a augmenté en 2013.

### Volumes de vente et capacité disponible

(non audité)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
<b>Volumes des ventes physiques (en GWh)</b>				
Offre				
Électricité produite	1 761	1 787	2 812	2 941
Électricité achetée	1 878	1 687	4 357	3 257
	<b>3 639</b>	<b>3 474</b>	<b>7 169</b>	<b>6 198</b>
<b>Capacité disponible des centrales<sup>1</sup></b>	<b>91 %</b>	<b>82 %</b>	<b>85 %</b>	<b>81 %</b>

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

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis s'est établi à 80 millions de dollars US et à 147 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, alors qu'il s'était chiffré à 38 millions de dollars US et 74 millions de dollars US pour les périodes correspondantes de 2012. Ces hausses comprennent l'effet net :

- de la hausse des prix réalisés pour l'électricité;
- de l'appréciation des prix de capacité réalisés de New York;
- de la hausse des produits tirés des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel;
- de l'accroissement des frais d'exploitation du fait des prix plus forts pour le combustible.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, les prix des produits de base ont été supérieurs à ceux des périodes correspondantes de 2012. En 2012, une offre excédentaire sur le marché gazier nord-américain avait fait baisser ces prix. En 2013, les prix du gaz naturel se sont redressés et les stocks ont chuté, principalement en raison du temps plus froid au premier trimestre. Le relèvement des prix du gaz a entraîné la hausse, pendant la première moitié de 2013, des prix de l'électricité sur les marchés au comptant de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre et de New York, principalement alimentés au gaz naturel.

Les volumes physiques d'électricité vendue pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013 ont dépassé ceux des mêmes périodes en 2012 puisque les volumes d'électricité achetée ont progressé dans le contexte des ventes supérieures aux clients de gros, commerciaux et industriels sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de PJM. Les volumes produits ont diminué légèrement, principalement en raison de la baisse de production de nos centrales alimentées au gaz naturel dans les régions de New York et de la Nouvelle-Angleterre, mais cette baisse a été contrée en partie par la production accrue à nos centrales hydroélectriques.

Les produits des ventes d'électricité, à 317 millions de dollars US et 750 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013 se comparent aux produits de 233 millions de dollars US et 428 millions de dollars US inscrits pour les périodes correspondantes de 2012. Cette hausse s'explique surtout par l'incidence cumulée de l'accroissement des prix réalisés pour l'électricité et de l'augmentation des volumes des ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

Les produits tirés de la capacité se sont établis à 77 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et à 124 millions de dollars US pour le semestre clos le 30 juin 2013, alors qu'ils s'étaient chiffrés à 66 millions de dollars US et 106 millions de dollars US pour les mêmes périodes en 2012. Les prix au comptant pour les ventes de capacité dans le secteur J de New York ont augmenté d'environ 10 % au cours des 12 derniers mois. L'augmentation du prix au comptant pour les ventes de capacité et l'incidence des opérations de couverture se sont traduites par l'appréciation des prix de capacité réalisés de New York, contrée par le recul des prix de capacité en Nouvelle-Angleterre.

Les achats de produits de base revendus, à 197 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et 503 millions de dollars US pour le semestre clos à la même date, se comparent aux chiffres de 163 millions de dollars US et 280 millions de dollars US pour les périodes correspondantes de 2012, puisque nous avons acheté de plus grands volumes d'électricité à prix plus forts pour respecter nos engagements de vente d'électricité plus importants à des clients des secteurs de gros, commercial et industriels et à des prix réalisés plus élevés.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, ont progressé de respectivement 30 millions de dollars US et 65 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement aux périodes correspondantes de 2012, et ce, en raison de la progression des prix du gaz naturel combustible.

Au 30 juin 2013, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 2 200 GWh d'électricité, ou 44 % de leur production prévue, pour le reste de 2013 et pour quelque 2 500 GWh, ou 28 % de leur production prévue, pour 2014. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant. Les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

**STOCKAGE DE GAZ NATUREL**

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Installations de stockage en Alberta <sup>1</sup>	11	19	31	34
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(2)	(4)	(4)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>9</b>	17	<b>27</b>	30
Amortissement comparable	(2)	(3)	(5)	(6)
<b>BAII comparable</b>	<b>7</b>	14	<b>22</b>	24

<sup>1</sup> Les résultats tiennent compte de notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans CrossAlta jusqu'au 18 décembre 2012, date à laquelle nous avons acheté la participation restante de 40 % dans CrossAlta, ce qui a porté à 100 % notre participation dans ces installations.

Le BAIIA comparable a affiché un recul de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et de 3 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013 comparativement aux périodes correspondantes de 2012 en raison de la baisse des écarts réalisés pour le gaz naturel stocké, annulée en partie par le résultat supplémentaire constatée pour CrossAlta à la suite de l'acquisition du reste de la participation, soit 40 %, en décembre 2012.

## Faits nouveaux

### GAZODUCS

#### **Décision de l'ONÉ au sujet de la proposition de restructuration au Canada**

Le 27 mars 2013, l'ONÉ a fait connaître sa décision sur notre demande visant à modifier la structure d'entreprise et les modalités de service pour le réseau principal au Canada, y compris la tarification pour 2012 et 2013. La décision modifie de façon importante le cadre réglementaire ayant servi de base à des investissements de plus de 10 milliards de dollars dans nos pipelines réglementés au cours des 60 dernières années.

Le 1<sup>er</sup> mai 2013, nous avons déposé une demande de révision et de modification de la décision et de l'ordonnance. L'ONÉ a rejeté la demande de révision et de modification le 11 juin 2013 et a fait connaître les motifs de son rejet le 22 juillet 2013. L'ONÉ a cependant reconnu que les modifications que nous avons proposées pour le tarif du réseau principal au Canada seraient étudiées en tant que demande distincte dans le cadre d'une audience avec témoignages de vive voix qui aura lieu en septembre.

Notre exploitation est assujettie aux modalités de cette nouvelle décision depuis le 1<sup>er</sup> juillet. Nous avons déposé une demande de modification tarifaire et nous gérons ce processus par le truchement de l'audience avec témoignages de vive voix dans l'attente d'une décision au sujet de ces modifications.

#### **Projets d'expansion du réseau de NGTL**

Nous avons poursuivi l'expansion du réseau de NGTL (anciennement connu sous le nom de réseau de l'Alberta) et, depuis le début de 2013, nous avons mis en service de nouvelles installations d'une valeur de 700 millions de dollars. Nous avons soumis à l'approbation de l'ONÉ d'autres nouvelles installations d'une valeur de 130 millions de dollars, que l'ONÉ a approuvées. Depuis le début de 2013, nous avons présenté des demandes visant de nouvelles installations d'une valeur de 145 millions de dollars qui nécessitent l'approbation de l'ONÉ. Nous prévoyons présenter des demandes réglementaires pour de nouveaux prolongements du réseau en Colombie-Britannique et ces installations, dont nous évaluons le coût entre 1,0 milliard de dollars et 1,5 milliard de dollars, permettraient de relier et de transporter les nouveaux approvisionnements gaziers dans le cadre du projet de transport de Prince Rupert (« PTPR ») et vers d'autres marchés desservis par le réseau de NGTL. Au troisième trimestre de 2013, nous prévoyons entreprendre un appel de soumissions pour la prestation de services de livraison par le truchement d'un contrat de transport avec des tiers sur le réseau de Coastal Gas Link jusqu'à Vanderhoof, en Colombie-Britannique.

#### **Projet de transport de gaz de Prince Rupert**

En juin 2013, le Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique a publié une ordonnance en vertu de l'article 10 indiquant que le projet peut faire l'objet d'un examen et doit obtenir un certificat d'évaluation environnementale. L'Agence canadienne d'évaluation environnementale (« ACEE ») a entamé en juin 2013 une période de consultation publique au sujet du projet.

#### **Projet de pipeline Coastal GasLink**

Nous nous concentrons 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 Coastal GasLink auprès du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique et de l'ACEE.

#### **Portland Natural Gas Transmission System**

En juin 2013, nous avons réalisé un appel de soumissions et certains intervenants sur les marchés du Nord-Est des États-Unis et du Canada Atlantique ont exprimé un intérêt alors que d'autres ont indiqué qu'ils souhaitaient remettre une partie de la capacité. L'intérêt manifesté pour la capacité supplémentaire n'a pas atteint le seuil requis pour aller de l'avant avec l'ajout de capacité. PNGTS demeure à la recherche de débouchés pour accroître la capacité du réseau.

#### **Vente des actifs pipeliniers aux États-Unis à TC PipeLines, LP**

En juillet 2013, nous avons conclu la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 45 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») et dans Bison Pipeline LLC (« Bison LLC »). Le prix d'achat global de 1,05 milliard de dollars US comprenait un montant de 146 millions de dollars US représentant

45 % de la dette de GTN, plus les ajustements de clôture de 17 millions de dollars au titre du fonds de roulement.

Nous détenons toujours une participation directe de 30 % dans les deux pipelines par le truchement de nos filiales. Nous possédons par ailleurs une participation de 28,9 % dans TC PipeLines, LP, dont nous sommes le commandité.

### **Pipelines au Mexique**

Les travaux de construction sont en cours dans le cadre du projet de prolongement de Tamazunchale et des postes de compression connexes. Les activités d'ingénierie et d'obtention des permis dans le cadre des projets de Topolobampo et de Mazatlan dans le nord-ouest du Mexique se déroulent selon les prévisions.

## **OLÉODUCS**

### **Projet de la côte du golfe**

Nous construisons un pipeline d'un diamètre de 36 pouces entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique, et nous prévoyons commencer à acheminer du pétrole brut à destination de Port Arthur, au Texas, d'ici la fin de 2013. La construction est achevée à environ 85 %, et nous évaluons à 2,3 milliards de dollars US le total des coûts des installations aménagées entre Cushing et Port Arthur.

La construction du latéral de Houston de 76 km (47 milles) qui assurera le transport de pétrole brut jusqu'aux raffineries de Houston devrait s'achever en 2014 à un coût de 300 million de dollars US.

Le projet de la côte du golfe aura une capacité pouvant atteindre 700 000 barils par jour.

### **Oléoduc Keystone XL**

En janvier 2013, le gouverneur du Nebraska a approuvé le nouveau tracé de rechange proposé après que le Département de la qualité environnementale du Nebraska ait publié son rapport d'évaluation finale concluant que la construction et l'exploitation de l'oléoduc Keystone XL ne devraient avoir que des incidences environnementales minimales au Nebraska.

Le 1<sup>er</sup> mars 2013, le Département d'État des États-Unis a publié un avant-projet d'énoncé d'impact environnemental supplémentaire pour l'oléoduc Keystone XL. L'énoncé d'impact a réitéré que la construction du pipeline proposé de la frontière canado-américaine, dans le Montana, jusqu'à Steele City, au Nebraska, ne donnerait lieu à aucune incidence environnementale importante. Le Département d'État poursuit son examen des commentaires sur l'énoncé d'impact formulés pendant la période allouée pour les commentaires du public qui a pris fin le 22 avril 2013. Le Département d'État, une fois sa revue terminée, devrait publier un énoncé d'impact environnemental supplémentaire final, puis consulter d'autres organismes gouvernementaux et prévoir une autre période de consultation publique au cours de la période allouée, à concurrence de 90 jours, pour déterminer si le projet sert les meilleurs intérêts du pays avant de prendre une décision au sujet de notre demande de permis présidentiel.

Nous prévoyons désormais que la mise en service de l'oléoduc aura lieu environ deux ans suivant l'obtention du permis présidentiel. Les estimations de coûts de 5,3 milliards de dollars US augmenteront en fonction du moment de l'obtention du permis. Au 30 juin 2013, nous avons investi 1,9 milliard de dollars US dans ce projet.

### **Oléoduc Énergie Est**

Le 17 juin 2013 prenait fin un appel de soumissions visant à obtenir des engagements fermes pour le transport de 850 000 b/j de pétrole brut depuis des points de réception dans l'Ouest canadien jusqu'aux marchés de l'est du Canada. Nous nous employons actuellement à passer en revue les soumissions.

Le projet d'oléoduc Énergie Est prévoit la conversion d'approximativement 3 000 km (1 870 milles) de notre réseau principal au Canada en vue du transport de pétrole brut ainsi que la construction d'une nouvelle canalisation d'une longueur d'environ 1 400 km (870 milles).

Nous avons amorcé le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes ainsi que les travaux sur le terrain dans le cadre de notre démarche de conception et de planification initiale. Si nous jugeons qu'il existe un appui commercial pour le projet, nous présenterons des demandes réglementaires pour obtenir l'approbation de construire et d'exploiter ces installations, dont la mise en service pourrait avoir lieu vers la fin de 2017.

#### **Projet pipeline Northern Courier**

Le 25 avril 2013, nous avons déposé une demande de permis auprès de l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta après avoir mené à terme le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes ainsi que les travaux sur le terrain connexes. Nous continuons de travailler avec Fort Hills Energy Limited Partnership en vue de l'aménagement de ce projet.

#### **Pipeline Heartland et terminaux TC**

Le 2 mai 2013, nous annonçons que nous avons conclu des engagements de transport à long terme exécutoire, aux termes desquels nous construirons, détiendrons et exploiterons les projets proposés de pipeline Heartland et de terminaux TC.

Ces projets comprennent un pipeline de pétrole brut de 200 km (125 milles) reliant la région d'Edmonton 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 à concurrence de 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 pour la deuxième moitié de 2015.

Le 30 mai 2013, nous avons déposé auprès de l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta une demande de permis pour le terminal et nous prévoyons déposer une demande au sujet du pipeline d'ici la fin de 2013.

#### **Projet pipeline Grand Rapids**

Le 23 mai 2013, nous avons déposé une demande de permis auprès de l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta après avoir mené à terme le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes ainsi que les travaux sur le terrain connexes.

### **ÉNERGIE**

#### **Énergie solaire en Ontario**

Vers la fin de 2011, nous avons convenu avec Canadian Solar Solutions Inc. d'acheter neuf projets d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW, en contrepartie d'un montant d'environ 470 millions de dollars. Le 28 juin 2013, nous avons réalisé l'acquisition du premier projet en contrepartie de 55 millions de dollars. Nous prévoyons acquérir les autres projets plus tard en 2013 et 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 sera vendue selon les modalités des CAE de 20 ans conclues avec l'OEO.

#### **Sundance A**

TransAlta a annoncé antérieurement qu'elle prévoyait que les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A seraient remis en service à l'automne 2013. La date de remise en service du groupe électrogène 1 a par la suite été devancée et est maintenant prévue pour le 31 juillet 2013. TransAlta n'a fait part d'aucun changement à la date de remise en service du groupe électrogène 2.

#### **Bruce Power**

Le réacteur 4 de Bruce Power a été remis en service le 13 avril 2013 après l'exécution du programme de prolongement de la durée d'exploitation amorcé en août 2012. L'investissement devrait permettre au réacteur 4 de demeurer en exploitation au moins jusqu'en 2021.

Le 5 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.

**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. Aux termes de l'entente d'interruption, Hydro-Québec a l'option, sous réserve de certaines conditions, de prolonger l'interruption chaque année, jusqu'à ce que la demande régionale d'électricité se rétablisse. Nous continuons de toucher des paiements de capacité pendant l'interruption de la production.

## Autres postes de l'état des résultats

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Intérêts débiteurs comparables	(258)	(244)	(519)	(492)
Intérêts créditeurs et autres comparables	(2)	19	16	44
Impôts sur le bénéfice comparables	(131)	(90)	(289)	(228)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(18)	(21)	(43)	(50)

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
<b>Intérêts comparables sur la dette à long terme</b> (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)				
Libellés en dollars CA	123	127	245	255
Libellés en dollars US	185	183	373	369
Change	5	-	6	-
	313	310	624	624
Intérêts divers et amortissement	5	10	10	18
Intérêts capitalisés	(60)	(76)	(115)	(150)
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>	<b>258</b>	<b>244</b>	<b>519</b>	<b>492</b>

Les intérêts débiteurs comparables ont été de 258 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et de 519 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013, comparativement à 244 millions de dollars et 492 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2012 en raison des éléments suivants :

- la baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service des réacteurs de Bruce Power remis à neuf, contrebalancée partiellement par la hausse des intérêts capitalisés relativement au projet de la côte du golfe;
- le recul des intérêts débiteurs en raison des échéances de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains, annulé en partie par les émissions de titres d'emprunt de 750 millions de dollars US en janvier 2013, de 1 milliard de dollars US en août 2012 et de 500 millions de dollars US en mars 2012.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2013, une perte de 2 millions de dollars a été inscrite au titre des intérêts créditeurs et autres comparables alors qu'un gain de 16 millions de dollars a été constaté pour le semestre clos le 30 juin 2013; ces résultats se comparent à des gains de 19 millions de dollars et de 44 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2012, des pertes ayant été réalisées en 2013 alors que des gains avaient été réalisés en 2012 sur les instruments dérivés servant à gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

Les impôts sur le bénéfice comparables se sont établis à 131 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et à 289 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013, comparativement à 90 millions de dollars et 228 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2012. Le résultat supérieur avant les impôts en 2013 comparativement à 2012 et les variations de la proportion du bénéfice généré dans les territoires canadien et étrangers sont principalement à la source de cette augmentation.

## Situation financière

Nous nous efforçons de préserver notre solidité et une grande souplesse 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 avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer notre structure du capital et maintenir nos cotes de crédit.

Nous sommes persuadés que nous avons la capacité de financer notre programme d'investissement en cours au moyen de 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.

### FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Fonds provenant de l'exploitation <sup>1</sup>	949	723	1 861	1 588
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(127)	21	(335)	(143)
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>822</b>	<b>744</b>	<b>1 526</b>	<b>1 445</b>

<sup>1</sup> Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation.

Les rentrées nettes liées à l'exploitation ont été de 822 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2013 et de 1 526 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2013, comparativement à 744 millions de dollars et 1 445 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2012 en raison du relèvement de nos résultats, contré en partie par la hausse du fonds de roulement d'exploitation.

Au 30 juin 2013, notre actif à court terme totalisait 3,6 milliards de dollars alors que notre passif à court terme se chiffrait à 6,7 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à un manque au fonds de roulement d'exploitation de 3,1 milliards de dollars, comparativement à 2,1 milliards de dollars à la fin de 2012. Cette insuffisance du fonds de roulement est considérée normale dans le cours de l'exploitation et elle est gérée compte tenu de notre capacité de générer des flux de trésorerie et de notre accès continu aux marchés financiers.

### FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Dépenses en immobilisations	1 109	397	2 038	861
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	39	197	71	413
Acquisition	55	-	55	-

Nos dépenses en immobilisations, au cours du trimestre, étaient surtout axées sur le projet de la côte du golfe, l'expansion du réseau de NGTL et la construction des pipelines au Mexique.

Le 28 juin 2013, nous avons réalisé l'acquisition du premier projet d'énergie solaire en Ontario en contrepartie de 55 millions de dollars.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	10	1	744	493
Remboursements sur la dette à long terme	(695)	(222)	(709)	(770)
Billets à payer émis, montant net	1 388	635	559	589
Dividendes et distributions versés	(360)	(345)	(705)	(674)
Activités de financement - capitaux propres	384	-	883	269
Avances (à) de la société mère	36	(11)	111	(270)

En janvier 2013, nous avons émis pour une valeur de 750 millions de dollars US de billets de premier rang échéant le 15 janvier 2016 et portant intérêt à 0,75 %. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 4,0 milliards de dollars US déposé en novembre 2011.

En janvier 2013, nous avons émis en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») 7,2 millions d'actions ordinaires ayant donné lieu à un produit de 345 millions de dollars.

En mars 2013, nous avons émis en faveur de TransCanada 3,1 millions d'actions ordinaires ayant donné lieu à un produit de 154 millions de dollars.

En juin 2013, nous avons racheté des billets de premier rang à 4,00 % d'un montant de 350 millions de dollars.

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

De plus, en juillet 2013, nous avons émis des billets à moyen terme à échéance de dix ans d'une valeur de 450 millions de dollars et des billets à moyen terme à échéance de 30 ans d'une valeur de 300 millions de dollars; les dates d'échéance et taux d'intérêt sont respectivement le 19 juillet 2023 et le 15 novembre 2041 et 3,69 % et 4,55 %.

Le produit net de ces émissions devrait servir à des fins générales de la société et à la réduction d'emprunts à court terme affectés au financement d'une partie de notre programme d'investissement.

En mai 2013, TC PipeLines, LP a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 8 855 000 parts ordinaires au prix de 43,85 \$ US la part 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 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 ont été affectés au financement de l'achat de la participation de 45 % dans GTN et Bison auprès de notre société.

**DIVIDENDES**

Le 25 juillet 2013, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

**Dividende trimestriel sur les actions ordinaires**

Le dividende déclaré pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2013 est d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2013.

**Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées**

**Série U** 0,70 \$ par action (pour la période allant jusqu'au, mais à l'exclusion du, 30 octobre 2013)

Payables le 30 octobre 2013 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2013

**Série Y** 0,70 \$ par action (pour la période allant jusqu'au, mais à l'exclusion du, 1<sup>er</sup> novembre 2013)

Payables le 1<sup>er</sup> novembre 2013 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2013

**RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS****au 22 juillet 2013**

<b>Actions ordinaires</b>	<b>Émises et en circulation</b>
	749 millions
<b>Actions privilégiées</b>	<b>Émises et en circulation</b>
Série U	4 millions
Série Y	4 millions

## FACILITÉS DE CRÉDIT

Nous avons recours à des facilités de crédit renouvelables confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial, ainsi qu'à des facilités de crédit à vue supplémentaires, à d'autres fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et l'accès à des liquidités supplémentaires.

Au 30 juin 2013, nous disposons de facilités de crédit non garanties de 5 milliards de dollars, notamment les suivantes :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance
2,0 milliards de dollars	2,0 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit confirmée renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL	octobre 2017
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »)	Facilité de crédit confirmée renouvelable et prorogeable confirmée qui appuie un programme de papier commercial en dollars US de TCPL USA aux États-Unis	octobre 2013
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada Keystone Pipeline, LP	Facilité de crédit confirmée renouvelable et prorogeable qui appuie un programme de papier commercial en dollars US au Canada visant à financer une partie de Keystone	novembre 2013
0,9 milliard de dollars, 0,1 milliard de dollars US	330 millions de dollars	TCPL, TCPL USA	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 30 juin 2013, nous avons prélevé 670 millions de dollars en lettres de crédit aux termes de ces lignes	à vue

Il y a lieu de se reporter à la section sur les risques et les instruments financiers pour un complément d'information sur le risque d'illiquidité, le risque de marché et les autres risques divers.

## Financement par emprunt d'apparentés

Les emprunts d'apparentés représentent les montants à payer à/recevoir de TransCanada.

	Encours	Objet	Échéance
Billets à escompte	2,8 milliards de dollars	Billets à escompte émis par TransCanada; affectés à des fins générales	2013
Facilité de crédit	1,0 milliard de dollars	Facilité de crédit renouvelable à vue auprès de TransCanada; affectée à des fins générales	s.o.
Facilité de crédit	1,0 milliard de dollars	Facilité de crédit non garantie de TransCanada; affectée au remboursement de la dette, aux contributions de partenaire pour Bruce A ainsi qu'au fonds de roulement et à des fins générales	2014

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Nos engagements en capital ont diminué de 600 millions de dollars, principalement en raison de l'achèvement ou de l'avancement des projets d'investissement. Nos autres engagements d'achat ont diminué de 180 millions de dollars. Il n'y a eu aucun autre changement important dans nos obligations contractuelles au deuxième trimestre de 2013 ni pour les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel 2012 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

## Risques financiers et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés au risque d'illiquidité, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de marché, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer leur impact sur le résultat, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale. Elles sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes sont conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel 2012 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées. Outre les risques qui sont décrits dans les présentes, dans sa décision de mars 2013 au sujet de notre proposition de restructuration au Canada, l'ONÉ a déterminé que les principaux risques commerciaux auxquels le réseau principal au Canada est exposé se sont accrus. Le cadre tarifaire découlant de la décision de l'ONÉ entraîne une variabilité supérieure des flux de trésorerie et une plus grande incertitude au sujet du recouvrement ultime du coût du service pour le réseau principal au Canada. Pour le reste, nos risques n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2012.

### RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions de nos besoins en liquidités 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.

### 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, prêts et avances à recevoir.

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. Au 30 juin 2013, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. La concentration du risque de crédit était de 263 millions de dollars au 30 juin 2013 (259 millions de dollars au 31 décembre 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 DE CHANGE

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 aux États-Unis, le risque lié aux fluctuations du dollar US auquel nous sommes exposés s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Nous utilisons des instruments dérivés portant sur les taux de change pour gérer d'autres opérations de taux de change, notamment l'exposition de certains de nos actifs réglementés aux risques de change. Nous reportons certains des gains et pertes réalisés sur ces instruments dérivés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à ce que nous les recouvrons auprès des expéditeurs ou les payions à ces derniers aux termes des contrats d'expédition.

**TAUX DE CHANGE MOYEN – DOLLAR AMÉRICAIN CONTRE DOLLAR CANADIEN**

Deuxième trimestre de 2013	1,03
Deuxième trimestre de 2012	1,01

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.

**PRINCIPAUX MONTANTS LIBELLÉS EN DOLLARS US**

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	101	147	301	362
BAII comparable des oléoducs aux États-Unis	95	88	189	177
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	57	8	96	14
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme libellée en dollars US	(185)	(183)	(373)	(369)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations en dollars US	49	27	93	53
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(39)	(45)	(87)	(96)
	78	42	219	141

**INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS**

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts. Les justes valeurs ainsi que le montant nominal pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

Actif (passif) (non audité - en millions de dollars)	30 juin 2013		31 décembre 2012	
	Juste valeur <sup>1</sup>	Montant nominal	Juste valeur <sup>1</sup>	Montant nominal
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2013 à 2019) <sup>2</sup>	(137)	3 900 US	82	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2013 et 2014)	(29)	1 050 US	-	250 US
	(166)	4 950 US	82	4 050 US

<sup>1</sup> Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

<sup>2</sup> Le bénéfice net du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2013 comprenait des gains réalisés nets de respectivement 7 millions de dollars et 14 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars et de 14 millions de dollars pour les périodes respectives 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**

(non audité - en milliards de dollars)	30 juin 2013	31 décembre 2012
Valeur comptable	12,2 (11,7 US)	11,1 (11,2 US)
Juste valeur	14,2 (13,5 US)	14,3 (14,4 US)

### JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS UTILISÉS POUR COUVRIR NOTRE INVESTISSEMENT LIBELLÉ EN DOLLARS US DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La classification de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir nos investissements nets au bilan.

(non audité - en millions de dollars)	30 juin 2013	31 décembre 2012
Autres actifs à court terme	30	71
Actifs incorporels et autres actifs	2	47
Créditeurs et autres	52	6
Autres passifs à long terme	146	30

### SOMMAIRE DES INSTRUMENTS FINANCIERS NON DÉRIVÉS

(non audité - en millions de dollars)	30 juin 2013		31 décembre 2012	
	Valeur comptable <sup>1</sup>	Juste valeur <sup>2</sup>	Valeur comptable <sup>1</sup>	Juste valeur <sup>2</sup>
<b>Actifs financiers</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	640	640	537	537
Débiteurs et autres <sup>3</sup>	1 344	1 393	1 324	1 373
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	874	874	985	985
Actifs disponibles à la vente	47	47	44	44
	<b>2 905</b>	<b>2 954</b>	2 890	2 939
<b>Passifs financiers<sup>4</sup></b>				
Billets à payer	2 900	2 900	2 275	2 275
Créditeurs et autres passifs à long terme <sup>5</sup>	1 114	1 114	1 535	1 535
Intérêts courus	381	381	370	370
Dette à long terme	19 699	23 474	18 913	24 573
Billets subordonnés de rang inférieur	1 050	1 105	994	1 054
	<b>25 144</b>	<b>28 974</b>	24 087	29 807

<sup>1</sup> Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 200 millions de dollars US (350 millions de dollars US au 31 décembre 2012) au titre de la dette à long terme attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur. Cette dette, qui est constatée à la juste valeur de façon récurrente, est classée au deuxième niveau de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfiques fondée sur les taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

<sup>2</sup> L'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs financiers constatée au coût après amortissement pour laquelle la juste valeur n'est pas égale à la valeur comptable serait incluse dans le deuxième niveau de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfiques en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

<sup>3</sup> Au 30 juin 2013, des actifs financiers de 1,1 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les débiteurs, de 72 millions de dollars (40 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les autres actifs à court terme et de 225 millions de dollars (240 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient compris dans les actifs incorporels et autres actifs.

<sup>4</sup> L'état consolidé condensé des résultats pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013 comprenait respectivement des gains de 3 millions de dollars et des pertes de 7 millions de dollars (gains de 3 millions de dollars et pertes de 12 millions de dollars pour les périodes respectives de 2012) au titre d'ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant des titres d'emprunt à long terme de 200 millions de dollars US au 30 juin 2013 (350 millions de dollars US au 31 décembre 2012). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

<sup>5</sup> Au 30 juin 2013, des passifs financiers de 1,1 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les créditeurs et de 36 millions de dollars (38 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les autres passifs à long terme.

**SOMMAIRE DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS**

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

<b>2013</b> (non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	<b>Électricité</b>	<b>Gaz naturel</b>	<b>Change</b>	<b>Intérêts</b>
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>				
Justes valeurs <sup>2</sup>				
Actifs	141 \$	70 \$	- \$	11 \$
Passifs	(183)\$	(99)\$	(17)\$	(11)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>3</sup>				
Ventes	35 445	64	-	-
Achats	34 750	102	-	-
En dollars canadiens	-	-	-	620
En dollars US	-	-	1 274 US	200 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période <sup>4</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2013	5 \$	(21)\$	(10)\$	- \$
semestre clos le 30 juin 2013	(3)\$	(12)\$	(16)\$	- \$
Pertes nettes réalisées de la période <sup>4</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2013	(29)\$	(5)\$	(6)\$	- \$
semestre clos le 30 juin 2013	(36)\$	(7)\$	(7)\$	- \$
Dates d'échéance	2013-2017	2013-2016	2013-2014	2013-2016
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>5,6</sup></b>				
Justes valeurs <sup>2</sup>				
Actifs	37 \$	- \$	- \$	7 \$
Passifs	(103)\$	(1)\$	(1)\$	- \$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>3</sup>				
Ventes	6 283	-	-	-
Achats	13 206	-	-	-
En dollars US	-	-	15 US	200 US
Swaps de devises	-	-	-	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période <sup>4</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2013	(84)\$	(1)\$	- \$	2 \$
semestre clos le 30 juin 2013	(11)\$	(1)\$	- \$	4 \$
Dates d'échéance	2013-2018	2013	2014	2015

<sup>1</sup> Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par nos stratégies, politiques et limites de gestion des risques. Ils comprennent les dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés.

<sup>2</sup> Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

<sup>3</sup> Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi<sup>3</sup>.

<sup>4</sup> Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La 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, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

<sup>5</sup> Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 7 millions de dollars et une valeur nominale de 200 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 4 millions de

dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

- 6 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

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

<b>2012</b> (non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	<b>Électricité</b>	<b>Gaz naturel</b>	<b>Change</b>	<b>Intérêts</b>
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>				
Justes valeurs <sup>2,3</sup>				
Actifs	139 \$	88 \$	1 \$	14 \$
Passifs	(176)\$	(104)\$	(2)\$	(14)\$
Valeurs nominales <sup>3</sup>				
Volumes <sup>4</sup>				
Ventes	31 066	65	-	-
Achats	31 135	83	-	-
En dollars canadiens	-	-	-	620
En dollars US	-	-	1 408 US	200 US
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période <sup>5</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2012	(12)\$	4 \$	(14)\$	- \$
semestre clos le 30 juin 2012	(19)\$	(10)\$	(8)\$	- \$
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période <sup>5</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2012	(6)\$	(5)\$	6 \$	- \$
semestre clos le 30 juin 2012	9 \$	(15)\$	15 \$	- \$
Dates d'échéance	2013 -2017	2013-2016	2013	2013-2016
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>6,7</sup></b>				
Justes valeurs <sup>2,3</sup>				
Actifs	76 \$	- \$	- \$	10 \$
Passifs	(97)\$	(2)\$	(38)\$	- \$
Valeurs nominales <sup>3</sup>				
Volumes <sup>4</sup>				
Ventes	7 200	-	-	-
Achats	15 184	1	-	-
En dollars US	-	-	12 US	350 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période <sup>5</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2012	(26)\$	(8)\$	- \$	2 \$
semestre clos le 30 juin 2012	(58)\$	(14)\$	- \$	3 \$
Dates d'échéance	2013-2018	2013	2013-2014	2013-2015

1 Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par nos stratégies, politiques et limites de gestion des risques. Ils comprennent les dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés.

2 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

3 Au 31 décembre 2012.

4 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi<sup>3</sup>.

5 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La 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, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

- 6 Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 10 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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.
- 7 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

### PRÉSENTATION DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS AU BILAN

La juste valeur des instruments dérivés présentés au bilan s'établit comme suit :

(non audité - en millions de dollars)	30 juin 2013	31 décembre 2012
<b>À court terme</b>		
Autres actifs à court terme	187	259
Créditeurs et autres	(341)	(283)
<b>À long terme</b>		
Actifs incorporels et autres actifs	111	187
Autres passifs à long terme	(272)	(186)

### INSTRUMENTS DÉRIVÉS VISÉS PAR DES OPÉRATIONS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

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

Couvertures de flux de trésorerie <sup>1</sup> trimestres clos les 30 juin (non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	Électricité		Gaz naturel		Change		Intérêts	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	(70)	44	-	(4)	2	4	-	-
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	12	28	2	15	-	-	4	4
Gains et pertes sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)	(2)	7	-	1	-	-	-	-

<sup>1</sup> Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Couvertures de flux de trésorerie <sup>1</sup> semestres clos les 30 juin (non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	Électricité		Gaz naturel		Change		Intérêts	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	(34)	(22)	-	(14)	4	1	-	-
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	1	75	2	28	-	-	8	10
Gains et pertes sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)	(7)	1	-	(1)	-	-	-	-

<sup>1</sup> Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

### DISPOSITIONS LIÉES AU RISQUE DE CRÉDIT ÉVENTUEL

Les contrats 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).

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 juin 2013, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 36 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2012), et les garanties fournies dans le cadre normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2012). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 juin 2013, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 36 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2012). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous estimons que 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.

### HIÉRARCHIE DE LA JUSTE VALEUR

Les actifs et passifs qui sont constatés à la juste valeur doivent être classés dans l'une de trois catégories en fonction d'une hiérarchie de la juste valeur.

Niveau	Manière de déterminer la juste valeur
Premier niveau	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels nous avons accès à la date d'évaluation.
Deuxième niveau	Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le premier niveau, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement.
	Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.
	Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche bénéfiques et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche marché.

Troisième niveau Évaluation des actifs et des passifs de façon récurrente selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. Les prix de l'électricité à long terme sont estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui tient compte de certaines caractéristiques physiques d'exploitation des centrales se trouvant dans les marchés où nous exerçons nos activités.

Le modèle utilise des données fondamentales du marché, telles que le prix du combustible, les ajouts et les retraits d'approvisionnements en électricité, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes liées au transport. Les prix du gaz naturel à long terme en Amérique du Nord sont fonction de perspectives relatives à l'offre et à la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. Toute baisse importante des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel ou toute hausse de l'offre d'électricité ou de gaz naturel devrait ou pourrait donner lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le troisième niveau.

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

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau) <sup>1</sup>		Autres données importantes observables (deuxième niveau) <sup>1,2</sup>		Données importantes non observables (troisième niveau) <sup>2</sup>		Total	
	30 juin 2013	31 déc. 2012	30 juin 2013	31 déc. 2012	30 juin 2013	31 déc. 2012	30 juin 2013	31 déc. 2012
	(non audité - en millions de dollars, avant les impôts)							
Actifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	171	213	7	2	178	215
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	65	75	5	13	-	-	70	88
Contrats de change	-	-	32	119	-	-	32	119
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	18	24	-	-	18	24
Passifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(279)	(269)	(7)	(4)	(286)	(273)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(85)	(95)	(15)	(11)	-	-	(100)	(106)
Contrats de change	-	-	(216)	(76)	-	-	(216)	(76)
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(11)	(14)	-	-	(11)	(14)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	-	-	47	44	-	-	47	44
	<b>(20)</b>	(20)	<b>(248)</b>	43	-	(2)	<b>(268)</b>	21

<sup>1</sup> Pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2013 et 2012, il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau.

<sup>2</sup> Pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2013 et 2012, il n'y a eu aucun transfert entre le deuxième niveau et le troisième niveau.

Le tableau suivant présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de troisième niveau.

(non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	Instruments dérivés <sup>1</sup>			
	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Solde au début de la période	1	(11)	(2)	(15)
Règlements	1	(1)	1	(1)
Transferts au troisième niveau	(1)	1	(1)	1
Total des (pertes) gains comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	(1)	18	2	22
Solde à la fin de la période	-	7	-	7

<sup>1</sup> Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, les gains ou les pertes non réalisés inclus dans le bénéfice net attribuable à des instruments dérivés de troisième niveau étant toujours détenus à la date du bilan étaient de néant (néant en 2012).

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 5 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 30 juin 2013.

## Autres renseignements

### CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Au 30 juin 2013, la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC, et elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Au deuxième trimestre de 2013, il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

La direction est en voie de mettre en application un système de planification des ressources de l'entreprise (« PRE ») qui influera probablement sur certains procédés à l'appui des contrôles internes à l'égard de l'information financière. La période d'implantation progressive, qui devait débuter le 1<sup>er</sup> juillet 2013, a été reportée à janvier 2014.

### CONVENTIONS ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS COMPTABLES

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

Nos principales conventions comptables et estimations comptables critiques demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2012, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel 2012 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables et estimations comptables critiques.

### Modifications de conventions comptables pour 2013

#### Compensation dans le bilan

Le 1<sup>er</sup> janvier 2013, nous avons adopté l'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 la compréhension des 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 des États-Unis 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<sup>er</sup> 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 importante.

**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, mais nous ne nous attendons pas à ce que cette adoption ait une incidence importante.

**RÉSULTATS TRIMESTRIELS****PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES**

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013		2012		2011			
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	2 009	2 252	2 089	2 126	1 847	1 945	2 015	2 043
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	381	458	315	379	282	362	372	379
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	0,51 \$	0,62 \$	0,43 \$	0,51 \$	0,38 \$	0,49 \$	0,54 \$	0,56 \$

**FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ**

Les produits et le bénéfice net fluctuent parfois d'un trimestre à l'autre. Les causes de ces fluctuations varient entre les secteurs d'activité.

Dans le secteur des gazoducs, 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 fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis;
- 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 net 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;
- des paiements de capacité et des prix de la 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 FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE**

## Deuxième trimestre de 2013

- Le BAII incluait des pertes non réalisées nettes de 27 millions de dollars avant les impôts (17 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

## Premier trimestre de 2013

- Le BAII comprenait un bénéfice avant les impôts de 42 millions de dollars (84 millions de dollars après les impôts) attribuable à la décision de l'ONÉ au sujet du réseau principal au Canada et visant des pertes non réalisées nettes de 10 millions de dollars avant les impôts (8 millions de dollars après les impôts) en 2012 découlant de certaines activités de gestion des risques.

## Quatrième trimestre de 2012

- Le BAII incluait des pertes non réalisées nettes de 17 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

## Troisième trimestre de 2012

- Le BAII incluait des gains non réalisés nets de 31 millions de dollars avant les impôts (20 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

## Deuxième trimestre de 2012

- Le BAII incluait une charge de 20 millions de dollars avant les impôts (15 millions de dollars après les impôts) se rapportant à 2011 suivant la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A ainsi que des pertes non réalisées nettes de 14 millions de dollars avant les impôts (13 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

## Premier trimestre de 2012

- Le BAII incluait des pertes non réalisées nettes de 22 millions de dollars avant les impôts (11 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

## Quatrième trimestre de 2011

- Le BAII incluait des gains non réalisés nets de 13 millions de dollars avant les impôts (11 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

## Troisième trimestre de 2011

- Le BAII incluait des pertes non réalisées nettes de 43 millions de dollars avant les impôts (30 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.