

# VERESEN

Rapport de gestion de

**VERESEN INC.**

Exercice clos le 31 décembre 2014

Le 12 mars 2015

## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>POINTS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS</b> .....	<b>3</b>
<b>PERFORMANCE FINANCIÈRE GLOBALE</b> .....	<b>4</b>
RÉSULTAT NET AJUSTÉ ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D'ACTION ORDINAIRE .....	4
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D'ACTION ORDINAIRE .....	5
TRÉSORERIE DISTRIBUABLE .....	6
TRÉSORERIE LIÉE AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION.....	6
<b>RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET MODE DE PRÉSENTATION</b> .....	<b>7</b>
<b>INFORMATION PROSPECTIVE ET INFORMATION HORS PCGR</b> .....	<b>7</b>
<b>APERÇU GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE</b> .....	<b>8</b>
<b>DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE</b> .....	<b>11</b>
<b>RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS</b> .....	<b>18</b>
SECTEUR DES GAZODUCS.....	18
SECTEUR DES ACTIVITÉS MÉDIANES.....	20
SECTEUR DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE .....	24
VERESEN – SIÈGE SOCIAL .....	25
<b>SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT</b> .....	<b>26</b>
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT .....	27
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT .....	27
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT PAR CAPITAUX PROPRES.....	28
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT PAR CAPITAUX D'EMPRUNT .....	28
FINANCEMENT DE L'ACQUISITION DE RUBY .....	28
<b>DIVIDENDES</b> .....	<b>28</b>
<b>INSTRUMENTS FINANCIERS</b> .....	<b>30</b>
<b>OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS CONTRACTUELS</b> .....	<b>32</b>
<b>RISQUES</b> .....	<b>32</b>
RISQUES PROPRES À L'ENTREPRISE.....	33
RISQUES LIÉS AU PRIX DU MARCHÉ .....	35
RISQUES D'ENTREPRISE COURANTS.....	37
<b>MÉTHODES COMPTABLES CRITIQUES</b> .....	<b>40</b>
<b>ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES</b> .....	<b>40</b>
<b>NOUVELLES NORMES COMPTABLES</b> .....	<b>41</b>
<b>MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR</b> .....	<b>42</b>
<b>PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES</b> .....	<b>43</b>
<b>TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES</b> .....	<b>44</b>
<b>CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION</b> .....	<b>44</b>
<b>CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE</b> .....	<b>44</b>

**VERESEN INC.**  
**Rapport de gestion**  
Exercice clos le 31 décembre 2014

**POINTS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS**

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2014	2013 <sup>1)</sup>	2012
<b>Points saillants opérationnels (100 %)</b>			
<b>Gazoducs</b>			
Alliance – en milliards de pieds cubes par jour	1,556	1,565	1,553
Ruby – en milliards de pieds cubes par jour	1,020	s. o.	s. o.
AEGS – en milliers de barils par jour <sup>2)</sup>	289,1	293,0	284,4
<b>Activités médianes</b>			
Hythe-Steeprock – en millions de pieds cubes par jour <sup>3)</sup>	399,9	412,9	393,1
Aux Sable – en milliers de barils par jour	70,2	70,4	72,2
Production d'énergie – en gigawattheures (chiffre net)	625,3	561,5	925,9
<b>Résultats financiers</b>			
Quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint et produits de dividende	161,9	163,3	143,3
Produits d'exploitation	302,1	291,7	264,2
Résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <sup>4)</sup>	30,7	40,5	39,1
Par action ordinaire (\$) – de base et dilué	0,14	0,21	0,20
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	52,4	53,2	43,6
Par action ordinaire (\$) – de base et dilué	0,24	0,27	0,22
Trésorerie liée aux activités d'exploitation	214,6	217,4	179,9
Trésorerie distribuable <sup>4), 5)</sup>	252,7	228,9	211,4
Par action ordinaire (\$) – de base et dilué	1,12	1,15	1,09
Dividendes versés et à verser <sup>6)</sup>	227,2	199,7	193,5
Par action ordinaire (\$)	1,00	1,00	1,00
Dépenses d'investissement <sup>7)</sup>	147,8	46,4	91,5
<b>Situation financière</b>			
Trésorerie et placements à court terme	51,4	25,2	16,1
Total de l'actif	4 737,5	2 973,4	2 961,0
Créances de premier rang	1 811,4	1 187,5	1 259,3
Débitures subordonnées convertibles	-	86,2	86,2
Capitaux propres	2 532,7	1 305,7	1 231,0

**Actions ordinaires**

En circulation à la clôture de l'exercice <sup>8)</sup>	285 029 036	201 476 244	197 804 153
Volume quotidien moyen	701 764	302 801	378 758
Cours de l'action ordinaire à la clôture (\$)	18,36	14,27	11,83

- Certaines données comparatives au 31 décembre 2013 et pour l'exercice clos à cette date ont été retraitées. Voir la note 5 des états financiers consolidés au 31 décembre 2014.
- Les volumes quotidiens moyens d'AEGS sont calculés en fonction des volumes à l'égard desquels des droits sont perçus.
- Les volumes quotidiens moyens de Hythe-Steeprock sont fonction des volumes à l'égard desquels des droits de traitement sont perçus.
- Cette mesure n'est pas une mesure normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et pourrait ne pas être comparable à des mesures semblables que présentent d'autres entités. Se reporter à la rubrique *Mesures financières hors PCGR* du présent rapport de gestion.
- Un rapprochement entre la trésorerie distribuable et la trésorerie liée aux activités d'exploitation est présenté plus loin, à la rubrique *Mesures financières hors PCGR*.
- Comprennent des dividendes de 81,2 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 (44,3 M\$ en 2013), réglés par l'émission d'actions ordinaires dans le cadre du régime de dividendes majorés<sup>MC</sup> (marque de commerce de Canaccord Genuity Corp.) et de réinvestissement de dividendes (le « RRD »).
- Représentent les dépenses d'investissement liées aux entreprises entièrement détenues et aux participations majoritaires, telles qu'elles sont présentées dans le tableau consolidé des flux de trésorerie.
- À la clôture des marchés le 9 mars 2015, 287 109 612 actions ordinaires de la société étaient en circulation.

Le présent rapport de gestion, établi en date du 12 mars 2015, présente une analyse des transactions et des événements importants ayant eu une incidence sur le rendement de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2013. Il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés de la société et des notes annexes au 31 décembre 2014 et pour l'exercice clos à cette date, lesquels ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »).

## PERFORMANCE FINANCIÈRE GLOBALE

### Résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

(en millions de dollars, sauf les montants par action ordinaire)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2014	2013	2014	2013
Résultat net ajusté avant impôt <sup>1)</sup>				
Gazoducs	44,2	27,3	136,3	107,4
Activités médianes	21,2	26,7	81,7	87,3
Production d'énergie	0,9	(0,8)	10,3	(0,6)
Veresen – Siège social	(43,1)	(30,5)	(160,5)	(113,9)
Charge d'impôt	(10,6)	(7,3)	(20,8)	(29,4)
<b>Résultat net ajusté</b>	<b>12,6</b>	<b>15,4</b>	<b>47,0</b>	<b>50,8</b>
<b>Dividendes sur les actions privilégiées</b>	<b>(4,0)</b>	<b>(3,7)</b>	<b>(16,3)</b>	<b>(10,3)</b>
<b>Résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires par action ordinaire (\$)</b>	<b>8,6</b>	<b>11,7</b>	<b>30,7</b>	<b>40,5</b>
	<b>0,03</b>	<b>0,06</b>	<b>0,14</b>	<b>0,21</b>

1) Se reporter au rapprochement du résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires présenté à la rubrique *Mesures financières hors PCGR* du présent rapport de gestion.

Le résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires correspond au résultat net ajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société. Nous présentons le résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de manière à améliorer la comparabilité des résultats de la société. Se reporter à la rubrique *Mesures financières hors PCGR* du présent rapport de gestion pour une description complète de cette mesure et pour le rapprochement du résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la société a généré un résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 30,7 M\$, ou 0,14 \$ par action ordinaire, contre 40,5 M\$, ou 0,21 \$ par action ordinaire, en 2013.

Le résultat ajusté de la société rend compte du succès que celle-ci a obtenu en 2014 au chapitre de la mise en œuvre de sa stratégie, comme en font foi la hausse du résultat dégagé par le secteur des gazoducs par suite de l'acquisition de Ruby et les avantages tirés de la diversification de ses branches d'activité. L'une des principales composantes de sa stratégie est l'avancement de son projet d'aménagement du terminal de liquides de gaz naturel (« LGN ») de Jordan Cove. Ce projet nécessite un financement tout au long de la phase de développement, et ces coûts sont passés en charges, ce qui a une incidence sur le résultat de la société.

Le résultat ajusté des secteurs des gazoducs et de la production d'énergie de la société a augmenté par rapport à l'exercice précédent. Le résultat ajusté dégagé par le secteur des gazoducs tient compte d'une hausse de 15,6 M\$ attribuable à la participation de la société dans le gazoduc Ruby acquise le 6 novembre 2014. Alliance et AEGS ont également contribué à la progression du résultat ajusté. Le résultat ajusté dégagé par le secteur de la production d'énergie rend compte des hausses enregistrées dans la plupart des installations de la société.

Le résultat ajusté dégagé par le secteur des activités médianes, qui tient compte du résultat stable et prévisible généré par le contrat d'achat ferme relatif à Hythe-Steepprock, a légèrement diminué, du fait des conditions difficiles observées au sein du marché des LGN dans lequel œuvre Aux Sable.

En mars 2014, la société a obtenu une ordonnance conditionnelle du ministère de l'Énergie des États-Unis visant l'exportation de LGN provenant du terminal d'exportation de son projet d'aménagement de LGN de Jordan Cove vers des pays non visés par des accords de libre-échange avec les États-Unis. L'obtention de cette ordonnance conditionnelle atténue le risque lié au projet, de sorte que la société a affecté des ressources supplémentaires aux initiatives de commercialisation, aux études techniques et aux activités de financement.

Le résultat ajusté du quatrième trimestre rend compte des mêmes facteurs sous-jacents qui ont eu une incidence sur le résultat ajusté de l'exercice complet et dont il est fait mention ci-dessus.

## Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action ordinaire)	2014	2013	2014	2013
<b>Résultat net avant impôt</b>				
Gazoducs	44,2	27,3	136,3	107,4
Activités médianes	21,2	26,7	81,7	87,3
Production d'énergie	(2,9)	1,2	(2,0)	13,2
Veresen – siège social	(9,3)	(30,5)	(121,8)	(113,9)
Profit à la vente d'actifs (perte de valeur)	(5,0)	-	9,3	-
Charge d'impôt	(13,5)	(7,8)	(25,0)	(32,9)
<b>Résultat net lié aux activités poursuivies</b>	<b>34,7</b>	<b>16,9</b>	<b>78,5</b>	<b>61,1</b>
Résultat net lié aux activités abandonnées	(9,7)	(0,6)	(9,8)	2,4
<b>Résultat net</b>	<b>25,0</b>	<b>16,3</b>	<b>68,7</b>	<b>63,5</b>
<b>Dividendes sur les actions privilégiées</b>	<b>(4,0)</b>	<b>(3,7)</b>	<b>(16,3)</b>	<b>(10,3)</b>
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>21,0</b>	<b>12,6</b>	<b>52,4</b>	<b>53,2</b>
<b>Par action ordinaire (\$)</b>				
Activités poursuivies	0,12	0,06	0,28	0,26
Activités abandonnées	(0,04)	-	(0,04)	0,01
	<b>0,08</b>	<b>0,06</b>	<b>0,24</b>	<b>0,27</b>

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la société a généré un résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 52,4 M\$, ou 0,24 \$ par action ordinaire, contre 53,2 M\$, ou 0,27 \$ par action ordinaire, en 2013.

Le secteur de la production d'énergie de la société s'est senti de la réévaluation de la couverture de taux d'intérêt de York Energy Centre, le résultat net avant impôt de ce secteur ayant reculé de 26,1 M\$ pour l'exercice, ainsi que de la perte de valeur avant impôt de 12,2 M\$ comptabilisée à l'égard des trois centrales alimentées au gaz aux États-Unis vendues le 8 janvier 2015, qui a été prise en compte dans le résultat net lié aux activités abandonnées.

Le résultat du siège social rend compte d'un profit avant impôt de 38,7 M\$ sur les contrats de change à terme que la société a conclus afin de gérer le risque de change lié à l'acquisition de Ruby.

Au cours du premier trimestre de 2014, la société a vendu la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Culliton Creek ainsi que sa participation de 50 % dans le projet de stockage de gaz naturel Alton, un projet d'aménagement de réservoirs de stockage souterrains. Ces cessions se sont traduites par un profit avant impôt total de 14,3 M\$. Au quatrième trimestre, la société a comptabilisé une perte de valeur de 5,0 M\$ à l'égard de terrains qu'elle détient en Ontario.

Le résultat du quatrième trimestre rend compte de la réévaluation de la couverture de taux d'intérêt de York Energy Centre, laquelle a donné lieu à une baisse du résultat de 5,8 M\$, de même que de la comptabilisation d'un profit avant impôt de 33,8 M\$ lié aux contrats de change à terme et d'une perte de valeur avant impôt de 12,2 M\$ attribuable aux trois installations alimentées au gaz situées aux États-Unis qui ont été vendues le 8 janvier 2015.

## Trésorerie distribuable<sup>1)</sup>

(en millions de dollars, sauf les données par action ordinaire)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Gazoducs	57,3	40,7	179,6	157,0
Activités médianes	33,8	39,4	130,6	133,7
Production d'énergie	7,8	5,3	47,5	34,4
Veresen – siège social	(17,7)	(18,6)	(65,6)	(71,0)
Impôt exigible	(8,7)	(7,3)	(23,1)	(14,9)
Dividendes sur les actions privilégiées	(4,0)	(3,7)	(16,3)	(10,3)
<b>Trésorerie distribuable<sup>1)</sup></b>	<b>68,5</b>	<b>55,8</b>	<b>252,7</b>	<b>228,9</b>
<b>Par action ordinaire (\$)</b>	<b>0,26</b>	<b>0,28</b>	<b>1,12</b>	<b>1,15</b>

1) La rubrique *Mesures financières hors PCGR* du rapport de gestion présente un rapprochement entre la trésorerie distribuable et la trésorerie liée aux activités d'exploitation.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la société a généré une trésorerie distribuable s'élevant à 252,7 M\$, ou 1,12 \$ par action ordinaire, en comparaison de 228,9 M\$, ou 1,15 \$ par action ordinaire, en 2013.

Les flux de trésorerie élevés générés par les secteurs des gazoducs et de la production d'énergie au cours de l'exercice ont été contrebalancés en partie par une hausse de l'impôt versé en trésorerie.

La trésorerie distribuable générée par Alliance a augmenté de 6,4 M\$ par rapport à 2013, grâce surtout à la majoration des taux d'amortissement recouverts, à l'apport pour un exercice complet de la canalisation latérale de Tioga et à la dépréciation du dollar canadien. La trésorerie distribuable générée par le secteur des gazoducs comprend également des distributions de 15,6 M\$ versées par Ruby, que la société a acquise au quatrième trimestre de 2014.

La trésorerie distribuable générée par le secteur des activités médianes a légèrement diminué par rapport à 2013, la hausse de la trésorerie distribuable générée par Hythe-Steepprock ayant été neutralisée par la diminution des distributions d'Aux Sable.

La trésorerie distribuable générée par le secteur de la production d'énergie a augmenté en raison de la hausse des distributions de York Energy Centre, qui a tiré avantage d'un ajustement rétroactif non récurrent au titre d'une entente de partage des produits au deuxième trimestre, et de la hausse des flux de trésorerie provenant des centrales hydroélectriques au fil de l'eau de la société.

La charge d'impôt exigible a été plus élevée pour l'exercice considéré, en raison surtout de la hausse du résultat imposable des entreprises américaines du secteur des gazoducs d'Alliance, de la possibilité réduite en 2014 de reporter des pertes rétrospectivement et du calendrier d'utilisation des crédits d'impôt à l'étranger.

La hausse des dividendes sur les actions privilégiées rend compte de l'émission d'actions privilégiées réalisée en octobre 2013.

Les sorties de trésorerie du siège social ont diminué en 2014 par rapport à l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des charges d'intérêts qui a résulté du refinancement et du remboursement de la dette, par la conversion des débentures subordonnées convertibles non garanties à 5,75 % de la société et par la baisse des frais généraux et frais d'administration.

Les flux de trésorerie du quatrième trimestre reflètent l'incidence des distributions reçues de Ruby et de la diminution des marges de fractionnement d'Aux Sable.

## Trésorerie liée aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Gazoducs	58,2	41,3	182,1	158,1
Activités médianes	46,8	55,1	137,7	142,2
Production d'énergie	(2,1)	14,2	38,4	43,7
Production d'énergie – fonds de roulement d'exploitation lié aux activités abandonnées	7,4	7,2	11,9	14,9
Veresen – siège social	(39,1)	(34,1)	(155,5)	(141,5)
	<b>71,2</b>	<b>83,7</b>	<b>214,6</b>	<b>217,4</b>

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la société a généré de la trésorerie provenant des activités d'exploitation de 214,6 M\$, contre 217,4 M\$ pour l'exercice précédent. La variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation générés par les secteurs des gazoducs et des activités médianes par rapport à l'exercice précédent rend compte essentiellement des mêmes facteurs qui ont influé sur la trésorerie distribuable, tandis que la variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation générés par le secteur de la production d'énergie rend compte essentiellement des mêmes facteurs qui ont influé sur la trésorerie distribuable et des variations du fonds de roulement hors trésorerie, et la variation des flux de trésorerie générés par le siège social rend compte de la hausse des coûts de développement de projets.

La variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation observée pour le trimestre rend compte des mêmes facteurs qui expliquent la variation enregistrée pour l'exercice et dont il est fait mention ci-dessus.

## **RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET MODE DE PRÉSENTATION**

Les états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2014 et pour l'exercice clos à cette date ont été dressés par la direction selon les PCGR des États-Unis. Sauf indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens et, dans la mesure où cette information financière porte sur les résultats financiers de la société, elle a été établie à partir des données utilisées pour dresser les états financiers consolidés établis selon les PCGR des États-Unis. Les termes clés qui sont utilisés dans le présent rapport de gestion mais qui n'y sont pas définis ont le sens qui leur est attribué dans les états financiers consolidés de la société pour 2014. Des renseignements complémentaires sur les activités de la société peuvent être obtenus sur le site de SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), ou sur le site Web de la société, à l'adresse [www.vereseninc.com](http://www.vereseninc.com).

En février 2014, la Commission des valeurs mobilières de l'Alberta et la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario ont émis une ordonnance d'exemption qui permet à la société de continuer d'établir ses états financiers conformément aux PCGR des États-Unis jusqu'à la première des dates à survenir entre les suivantes : i) le 1<sup>er</sup> janvier 2019; ii) la date du premier jour de l'exercice financier de la société débutant après que celle-ci aura cessé d'exercer des activités à tarifs réglementés; ou iii) la date de prise d'effet prescrite par l'International Accounting Standards Board pour l'application obligatoire des Normes internationales d'information financière par les entités exerçant des activités à tarifs réglementés. Cette ordonnance des deux commissions remplace et proroge l'ordonnance précédente, qui devait arriver à échéance le 1<sup>er</sup> janvier 2015.

## **INFORMATION PROSPECTIVE ET INFORMATION HORS PCGR**

*Certains renseignements figurant dans le présent rapport de gestion constituent de l'information prospective au sens des lois canadiennes sur les valeurs mobilières. Tous les renseignements qui traitent d'activités, d'événements ou de faits qui pourraient survenir ou surviendront au cours de périodes à venir constituent de l'information prospective. Cette information est habituellement présentée dans des énoncés renfermant des termes et expressions tels que « pouvoir », « estimer », « prévoir », « croire », « s'attendre à », « planifier », « avoir l'intention de », « cibler », « projeter » ou « prédire », ou des termes analogues qui sous-entendent des résultats ou perspectives futurs. Les énoncés prospectifs du présent rapport de gestion comprennent des énoncés relatifs aux aspects suivants :*

- *La capacité d'Alliance à mener à bien son projet de cadre de services et à en respecter le calendrier d'application.*
- *Les droits de péage proposés d'Alliance en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2015 et leur incidence sur le résultat futur d'Alliance.*
- *La capacité d'Alliance de récupérer les sommes engagées pour satisfaire à ses obligations liées à la mise hors service d'immobilisations par la voie des droits de péage futurs.*
- *La capacité d'Aux Sable de mener à bien ses ententes d'extraction avec les producteurs et d'amener des volumes sur le gazoduc d'Alliance.*
- *L'ampleur de l'exposition au risque marchandises par Aux Sable ou des écarts avec les prix de référence et sa capacité à atténuer ce risque.*
- *Le contexte des prix de l'éthane et du propane pour 2015.*
- *La date d'achèvement de l'agrandissement de l'usine de Channahon ainsi que les coûts qui y sont rattachés.*
- *L'incidence des transactions du secteur des activités médianes de Veresen sur la trésorerie distribuable de la société, ses sources de financement pour son secteur des activités médianes ainsi que la date de conclusion des transactions de ce secteur.*
- *Les dates d'achèvement de la construction et de mise en service des projets de parcs éoliens St. Columban et Grand Valley (phase III).*
- *La date de mise à l'essai et de mise en service projetée de la centrale au fil de l'eau Dasque-Middle.*
- *La date projetée de la décision relative au budget d'investissement définitif concernant le projet de LGN de Jordan Cove et le réseau de gazoducs de Pacific Connector.*
- *La date projetée pour entreprendre la production de LGN du projet de LGN de Jordan Cove.*
- *L'incidence qu'auront les projets de LGN de Jordan Cove et de réseau de gazoducs de Pacific Connector de la société sur l'utilisation à long terme du gazoduc Ruby.*
- *Le caractère suffisant des liquidités.*
- *Le caractère suffisant des facilités de crédit déjà consenties de la société pour financer le fonds de roulement, les dividendes ainsi que les dépenses d'investissement.*
- *La capacité de chacune des entreprises de la société à générer de la trésorerie distribuable et le moment où cette trésorerie distribuable sera générée.*
- *La capacité de la société à verser des dividendes.*

Les risques et incertitudes pouvant toucher l'exploitation, le rendement, l'expansion et les résultats des entreprises de la société comprennent notamment les facteurs suivants :

- Sa capacité à mettre en œuvre avec succès ses initiatives stratégiques et à en tirer les avantages escomptés.
- Les niveaux des activités d'exploitation et de mise en valeur du pétrole et du gaz.
- La situation des clients avec lesquels des contrats ont été conclus, la continuité de leur exploitation et le risque de crédit qu'ils posent.
- La disponibilité et le prix des capitaux.
- La disponibilité et le prix des produits énergétiques.
- La disponibilité des services et matériaux de construction.
- Les fluctuations des taux de change et d'intérêt.
- La capacité de la société à obtenir des organismes de réglementation les approbations requises.
- Les modifications des lois et règlements de nature fiscale, réglementaire, environnementale et autres.
- Les facteurs d'ordre concurrentiel dans les secteurs des gazoducs, des activités médianes et de la production d'énergie.
- Les défaillances, les arrêts ou les autres perturbations de l'exploitation.
- La conjoncture économique en Amérique du Nord.

Les documents que la société dépose auprès des commissions des valeurs mobilières ou des autorités similaires dans chacune des provinces du Canada, documents qui peuvent être mis à jour de temps à autre, renferment d'autres renseignements au sujet de ces risques et d'autres risques, incertitudes et facteurs qui pourraient influencer sur ses activités ou ses résultats financiers. Les lecteurs doivent comprendre que la liste de facteurs et de risques présentée ci-dessus n'est pas exhaustive. Il est impossible de déterminer avec certitude l'incidence que pourrait avoir un seul risque, une seule incertitude ou un seul facteur sur un énoncé prospectif en particulier, puisque ces éléments sont indépendants et que les mesures que prendra la direction au cours des périodes à venir dépendront de son évaluation de tous les renseignements dont elle disposera à ce moment. Bien que la société juge raisonnables les attentes décrites dans les énoncés prospectifs, compte tenu de l'information disponible à la date de leur préparation, elle ne peut donner aucune assurance quant aux résultats, niveaux d'activité et réalisations futurs. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment aux renseignements contenus dans le présent rapport de gestion, puisque les résultats réels différeront de ceux qui y sont indiqués et que ces différences pourraient être importantes. La société ne garantit nullement que les résultats réels seront les mêmes, en totalité ou en partie, que ceux présentés dans les énoncés prospectifs. En outre, les énoncés prospectifs formulés dans le présent rapport de gestion sont faits en date de celui-ci et, à moins que la législation ne l'exige, la société ne s'engage aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser toute information prospective, que ce soit en raison de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, ou pour d'autres raisons. Cette mise en garde vise expressément toute information prospective que renferme le présent rapport de gestion.

Il se peut que certaines informations financières contenues dans le présent rapport de gestion ne constituent pas des mesures standards au sens des PCGR des États-Unis et ne puissent se comparer à des mesures analogues que présentent d'autres entités. Ces mesures sont considérées comme des mesures importantes qu'utilise la communauté financière et doivent servir de complément aux autres mesures de rendement établies conformément aux PCGR des États-Unis. Pour plus de détails au sujet des mesures financières non conformes aux PCGR qu'utilise la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique Mesures financières hors PCGR du présent rapport de gestion.

## **APERÇU GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE**

La société est une société par actions canadienne axée sur la gestion et la croissance de ses secteurs des gazoducs, des activités médianes, de la production d'énergie et du gaz naturel liquéfié. Elle mise sur des infrastructures durables et de qualité situées en Amérique du Nord, susceptibles d'assurer sa diversité sur le plan des types d'actifs et de la répartition géographique et de contribuer à la génération de flux de trésorerie stables. À ces secteurs d'activité se greffent une structure du capital axée sur la prudence et des notations de crédit de premier ordre.

### **Stratégie**

La société est fermement résolue à offrir un rendement fiable et concurrentiel à ses investisseurs par le versement de dividendes et l'augmentation de la valeur de ses actions. Les principaux éléments de sa stratégie sont les suivants :

#### Optimiser ses actifs

- Accroître la productivité.
- Mener à bien la renégociation des contrats relatifs au gazoduc d'Alliance pour maximiser la valeur et tirer profit de l'offre de services unique d'Alliance et d'Aux Sable, tout en maintenant un équilibre approprié entre le risque et la demande.
- Augmenter la capacité de fractionnement de l'usine de Channahon d'Aux Sable.

Miser sur la croissance dans les secteurs d'activité où la société occupe une position stratégique enviable

- Assurer la croissance de son secteur des activités médianes en tablant sur Hythe-Steeprock, Alliance et Aux Sable.
- Assurer la croissance de son secteur des gazoducs par le prolongement et l'agrandissement des réseaux de collecte d'Alliance, de Ruby et d'AECS et l'aménagement du projet de réseau de gazoducs de Pacific Connector.
- Mener des activités d'exportation de LGN dans le cadre du projet Jordan Cove.
- Élargir la portée de ses activités dans le secteur de la production d'énergie en accordant la priorité à ses projets d'aménagement de centrales au gaz dans l'Ouest canadien et en Ontario.

Préserver sa solidité et sa souplesse financières

- Maintenir un solide bilan et une trésorerie appréciable.
- Maintenir une structure du capital prudente qui soutient des notations de crédit de premier ordre.
- Favoriser le maintien de flux de trésorerie stables par la conclusion de contrats à long terme à prix forfaitaire.

### **Progression de la stratégie en 2014**

En 2014, la société a franchi des jalons importants de sa stratégie, comme il est décrit ci-après.

#### Renégociation des contrats d'Alliance

En février 2015, Alliance a signé avec plusieurs expéditeurs des ententes préalables exécutoires garantissant plus de 95 % de la capacité cible totale après le 1<sup>er</sup> décembre 2015 au moyen d'une combinaison de services de collecte et de plein parcours, avec une durée de contrat moyenne de près de cinq ans. Alliance poursuit les négociations avec d'autres expéditeurs potentiels pour la capacité disponible restante. Le processus de renégociation de contrats d'Alliance a été mis en œuvre par étapes, de manière stratégiquement hiérarchisée. L'impératif prioritaire était d'assurer que la colonne de fractionnement des LGN d'Aux Sable était pleinement approvisionnée grâce à des contrats conclus avec des producteurs ayant l'option de gérer leur gaz à forte teneur en liquide. Cet objectif a été surpassé en 2014, les demandes de capacité étant suffisantes pour soutenir l'approbation de l'agrandissement de l'usine Channahon en vue d'ajouter une capacité de 24 500 barils par jour. L'utilisation de l'usine Channahon ayant été maximisée, la deuxième priorité consistait à acheminer du gaz sec dans le gazoduc d'Alliance en vue de combler la capacité restante. Cet objectif a été pleinement atteint, la capacité résiduelle restante à court terme devant être offerte lorsque les approbations réglementaires auront été obtenues. Les nouveaux services offerts par Alliance ainsi que ses activités de renégociation de contrats sont décrits plus en détail à la rubrique *Description de l'entreprise – Secteur des gazoducs – Gazoduc d'Alliance* du présent rapport de gestion.

#### Acquisition de Ruby

Le 6 novembre 2014, la société a conclu l'acquisition de 50 % des titres de participation privilégiés convertibles du réseau de gazoducs Ruby pour 1,425 G\$ US. Ruby est un nouveau gazoduc d'une longueur d'environ 1 094 kilomètres et d'un diamètre de 42 pouces pouvant actuellement acheminer environ 1,5 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel. Ruby prend naissance au carrefour Opal, au Wyoming, et va jusqu'au carrefour Malin, en Oregon. Le carrefour Malin est la principale jonction au gazoduc proposé de Pacific Connector (détenu par la société à hauteur de 50 %) qui pourrait alimenter le terminal de LGN proposé de Jordan Cove. L'acquisition a été financée par le produit d'un placement de reçus de souscription de 920 M\$ et par une nouvelle facilité de crédit.

L'acquisition de Ruby offre à la société un actif soutenu par des contrats d'achat ferme de longue durée et de grande qualité assurant des flux de trésorerie stables. Ruby vient étoffer le portefeuille de contrats relatifs aux gazoducs de la société en lui procurant une diversification dans un marché lucratif aux États-Unis. La structure des titres de participation privilégiés convertibles fournit une protection contre le risque de perte, tout en préservant la capacité de la société d'accroître de manière significative les flux de trésorerie futurs par l'ajout de contrats et le désendettement. Elle procure à la société des distributions privilégiées annuelles de 91 M\$ US, devant lui être versées avant que toute distribution ne soit faite aux porteurs d'actions ordinaires. En outre, toute distribution privilégiée à laquelle elle a droit et qui ne lui serait pas versée sera cumulée selon un rendement annuel jusqu'à ce qu'elle soit payée. Les titres de participation privilégiés peuvent être convertis au gré de la société en titres de participation ordinaires représentant une participation de 50 % dans les actions ordinaires en circulation du réseau de gazoducs Ruby, ou automatiquement à la conclusion d'un contrat visant une capacité ferme à long terme supplémentaire de 250 Mpi<sup>3</sup>/j selon des tarifs essentiellement comparables à ceux des contrats déjà en vigueur.

La société prévoit que son projet d'aménagement du terminal de LGN de Jordan Cove favorisera l'utilisation soutenue et croissante du réseau de gazoducs Ruby. L'acquisition de Ruby est décrite plus en détail à la rubrique *Description de l'entreprise – Secteur des gazoducs – Ruby* du présent rapport de gestion.

#### Création de Veresen Midstream

Le 22 décembre 2014, la société annonçait la création d'une nouvelle entité, à savoir Veresen Midstream Limited Partnership (« Veresen Midstream »), qui sera détenue à parts égales par la société et des affiliés de Kohlberg Kravis Roberts & Co. L.P. (« KKR »), société de placements mondiale. Veresen Midstream a conclu des contrats définitifs visant l'acquisition auprès d'Encana Corporation (« Encana ») et de la coentreprise Cutbank Ridge de certains actifs de collecte et de compression de gaz naturel soutenant la mise en valeur de la formation de Montney dans la zone de Dawson située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La coentreprise Cutbank Ridge est un partenariat entre Encana et Cutbank Dawson Gas Resources Ltd., filiale de Mitsubishi Corporation. Veresen Midstream a également accepté de lancer une nouvelle expansion, évaluée à 5 G\$, de ses activités du secteur médian pour Encana et la coentreprise Cutbank Ridge dans la région de la

formation Montney aux termes d'une entente de prestation de services d'une durée de 30 ans. Veresen Midstream sera le principal moteur de croissance des activités liées au gaz naturel et aux LGN du secteur médian de la société au Canada.

Veresen Midstream fait de la société un important joueur au cœur de la région de Montney, l'une des zones de ressources les plus prolifiques et les plus concurrentielles en Amérique du Nord. La coentreprise n'exige aucun financement initial de la part de la société, car elle sera financée de prime abord par des facilités d'emprunt sans recours garanties et par un apport en trésorerie provenant de KKR, tandis que la société financera son investissement initial par l'apport de ses actifs Hythe-Steeprock. Les contrats définitifs prévoient la mise en place, par Veresen Midstream, d'un important programme d'investissement pluriannuel en vue de la construction d'infrastructures intermédiaires exploitées sous contrat selon des modalités économiques favorables, ainsi qu'une puissante plateforme propice à la poursuite de nouvelles occasions de croissance de tierces parties. La transaction visant Veresen Midstream est décrite plus en détail à la rubrique *Description de l'entreprise – Secteur des activités médianes – Veresen Midstream* du présent rapport de gestion.

#### Projet d'aménagement du terminal de LGN de Jordan Cove

Le 24 mars 2014, la société a obtenu une ordonnance conditionnelle du ministère de l'Énergie des États-Unis visant l'exportation de LGN à partir de son terminal d'exportation de LGN proposé de Jordan Cove vers des pays non visés par des accords de libre-échange avec les États-Unis. Aux termes de l'ordonnance émise par le ministère de l'Énergie, la société est autorisée à exporter du gaz naturel pour répondre à la capacité de production initiale de LGN de Jordan Cove, soit six millions de tonnes par année. L'autorisation du ministère de l'Énergie est valide pour une période de 20 ans débutant à la date de la première exportation.

Au cours du premier trimestre de 2014, la société a également obtenu de l'Office national de l'énergie du Canada l'autorisation d'exporter du gaz naturel du Canada vers les États-Unis, et du ministère de l'Énergie, l'autorisation d'importer du gaz naturel provenant du Canada aux États-Unis, pour les besoins du terminal proposé de LGN de Jordan Cove.

En juillet 2014, la FERC a délivré un avis d'examen environnemental visant le projet de terminal de LGN de Jordan Cove et le projet connexe de gazoduc de Pacific Connector. L'obtention de cet avis marque un jalon important dans l'évolution du processus réglementaire. Selon le calendrier initial établi par la FERC, l'énoncé des incidences environnementales (l'« EIE ») devait être délivré dans sa version définitive le 27 février 2015. Le 6 février 2015, la société a reçu de la FERC un avis l'informant que le calendrier avait été modifié et que l'EIE serait plutôt délivré le 12 juin 2015. À la lumière de ce nouveau calendrier, la société a revu et mis à jour l'échéancier du projet, et elle prévoit en déterminer le budget d'investissement définitif vers la fin de 2015 ou le début de 2016. La production commerciale de LGN est prévue pour la fin de 2019, après une période de construction de quatre ans.

La société a progressé dans l'établissement de la structure organisationnelle du projet de terminal de LGN de Jordan Cove afin de s'assurer de disposer des ressources nécessaires pour mener à bien le projet. En octobre 2014, dans la poursuite de cet objectif, elle a annoncé la nomination d'Elizabeth (Betsy) Spomer à titre de présidente et chef de l'exploitation de Jordan Cove LNG LLC et de vice-présidente principale de Veresen. M<sup>me</sup> Spomer compte plus de 30 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie, dont bon nombre passées dans le secteur des LGN. La société prévoit continuer à agrandir son équipe chargée des activités liées aux LGN en recrutant des professionnels qui interviendront durant les phases de construction et d'exploitation. M<sup>me</sup> Spomer et son équipe travailleront à partir de Houston, au Texas.

#### Stratégie en matière de financement

En 2014, la société a pris certaines mesures pour renforcer sa position de trésorerie et réduire les coûts d'emprunt et l'endettement. En avril, elle a émis 17,3 millions d'actions ordinaires au prix de 16,50 \$ chacune, ce qui lui a rapporté un produit brut d'environ 284,6 M\$. L'acquisition de Ruby a été financée en partie par un placement d'actions ordinaires de 920 M\$, dans le cadre duquel la société a émis 56,1 millions d'actions ordinaires au prix de 16,40 \$ chacune.

La société a refinancé 200 M\$ de billets de premier rang à 5,6 % arrivés à échéance en juillet 2014 par la voie de l'émission de billets à moyen terme à 3,06 % d'un montant de 200 M\$ venant à échéance le 13 juin 2019. En mai 2014, elle a remboursé l'emprunt à terme de Clowhom d'un montant de 50,4 M\$ et, en octobre, a remboursé l'encours de 51,7 M\$ des débentures subordonnées convertibles non garanties à 5,75 %.

Par suite de ces mesures, la société a réduit son ratio d'endettement, qui est passé de 46 % à 42 % au cours de l'exercice.

En juin 2014, la durée de la facilité de crédit renouvelable a été prolongée, de sorte que la facilité vient maintenant à échéance le 31 mai 2018.

## **DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE**

### **Secteur des gazoducs**

Le secteur des gazoducs de la société représentait 50 % de son actif total au 31 décembre 2014 et était formé des entreprises suivantes :

- Alliance Pipeline (détenue à 50 %).
- Ruby Pipeline (50 % des titres de participation privilégiés convertibles)
- Alberta Ethane Gathering System (« AEGS ») (entièrement détenue).

Alliance, Ruby et AEGS génèrent toutes des flux de trésorerie stables grâce à des contrats fermes de transport prévoyant un volume minimal garanti.

### **Alliance Pipeline**

Alliance possède et gère un gazoduc haute pression intégré pour le transport de gaz naturel et de liquides de gaz naturels s'étendant sur quelque 3 000 kilomètres en Amérique du Nord. Ce réseau est en mesure d'acheminer 1,325 milliard de pieds cubes par jour de gaz naturel riche en liquides aux termes d'ententes de service garanti. Grâce à un réseau collecteur étendu, Alliance achemine du gaz naturel provenant de régions riches en gaz du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta à destination de points de livraison situés près de Chicago (Illinois), qui est une importante plaque tournante du marché du gaz naturel. À son terminal, le gazoduc Alliance s'embrancher sur cinq gazoducs interétatiques et deux réseaux de distribution locale du gaz naturel, lesquels peuvent recevoir au total plus de six milliards de pieds cubes par jour. L'interconnexion de ces gazoducs et réseaux de distribution locale permet de desservir de grandes régions de consommation de gaz naturel du centre-ouest des États-Unis et de l'Ontario. Le gazoduc Alliance s'embrancher également, à partir de son terminal, sur l'usine d'extraction des LGN d'Aux Sable, entité dans laquelle la société détient une participation de 42,7 %.

Alliance a conclu avec un groupe de 30 expéditeurs des contrats de transport fermes dont la durée initiale s'échelonne jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2015. Aux termes de ces contrats de transport, chaque expéditeur est tenu d'acquitter des frais mensuels liés à la demande et fondés sur le volume contractuel qu'il s'est engagé à livrer, sans égard au volume réellement transporté. Ces contrats garantissent des produits tirés de droits suffisants pour recouvrer les coûts de prestation du service de transport aux expéditeurs, dont la dotation aux amortissements, les charges financières liées à la dette et un rendement des capitaux propres autorisé.

En 2014, Alliance a mis en service plusieurs installations d'interconnexion qui ont permis d'augmenter d'au plus 470 Mpi<sup>3</sup>/j la capacité de réception du gazoduc en gaz naturel riche en liquides dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta. Les coûts associés à ces nouvelles installations de réception sont à la charge du client qui les demande. Alliance compte également certaines autres installations d'interconnexion qui en sont au stade de la planification et de la conception.

### Droits pour 2015

Alliance a déposé sa demande de révision des droits au Canada pour 2015 auprès de l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ ») le 31 octobre 2014 et a soumis sa demande de tarifs négociés aux États-Unis pour 2015 devant la FERC le 28 novembre 2014. En date du 1<sup>er</sup> janvier 2015, les droits au titre du transport garanti augmenteront pour Alliance Canada, passant de 0,96 \$/kpi<sup>3</sup> en 2014 à 1,00 \$/kpi<sup>3</sup> en 2015, mais ils diminueront pour Alliance U.S., passant de 0,60 \$ US/kpi<sup>3</sup> à 0,58 \$ US/kpi<sup>3</sup>.

### Cadre proposé relatif aux nouveaux services

Alliance propose un nouveau cadre de services en vertu duquel elle entend offrir, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation, une capacité de transport à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2015. Ce nouveau cadre de services, qui repose à la fois sur un régime de droits fixes et un régime de droits variables, répond aux exigences du marché et aux besoins diversifiés des expéditeurs actuels et potentiels. Il prévoit notamment la prestation de services complets et de services segmentés auprès d'un nouveau groupe de négociation au Canada, de même que la révision de la spécification tarifaire relative au point de rosée des hydrocarbures, ce qui facilitera le transport du gaz naturel dont le contenu calorifique est supérieur à celui du gaz naturel acheminé à l'heure actuelle. Ce nouveau cadre propose aux expéditeurs des services à moyen et à long terme, moyennant des droits fixes concurrentiels, et des services interruptibles et saisonniers, moyennant des droits soumissionnables.

Le 22 mai 2014, Alliance Canada a déposé auprès de l'ONÉ du Canada une demande d'approbation réglementaire des droits et des modalités tarifaires en vue de sa nouvelle offre de services devant être lancée en date du 1<sup>er</sup> décembre 2015. De même, Alliance U.S. entend soumettre en 2015 une demande d'approbation réglementaire à la FERC des États-Unis. Le 20 août 2014, l'ONÉ a rendu une ordonnance d'audience comprenant une partie par voie de mémoires visant à examiner la demande soumise par Alliance Canada à l'égard de ses nouvelles offres de services. L'audience s'est conclue par des plaidoiries orales qui devraient commencer le 15 avril 2015. L'ONÉ devrait rendre sa décision vers la mi-2015.

Alliance a signé avec plusieurs expéditeurs des ententes préalables exécutoires garantissant plus de 95 % de la capacité cible totale au moyen d'une combinaison de services de collecte et de plein parcours, avec une durée de contrat moyenne de près de cinq ans.

Alors que les contrats avec les expéditeurs demeurent en vigueur en vertu du nouveau cadre de services et que se poursuit le processus d'approbation de l'ONÉ, la société prévoit que les droits de péage aux termes des contrats de service ferme visant le transport de gaz à partir des zones de réception de l'Alberta et de la Colombie-Britannique jusqu'au terminal près de Chicago qui entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2015 seront inférieurs aux droits de péage actuels. Les droits de péage canadiens au titre des contrats de service ferme d'une durée de trois et de quatre ans devraient être de 0,67 \$/kpi<sup>3</sup> et de 0,84 \$/kpi<sup>3</sup> pour les expéditions à partir des zones de réception de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, respectivement, jusqu'à la frontière américaine, tandis que les droits de péage d'Alliance U.S. devraient s'établir à 0,42 \$ US/kpi<sup>3</sup>. La société prévoit que la baisse des droits de péage futurs sera partiellement compensée par les produits qui seront tirés des nouveaux services de transport. Par le passé, Alliance a mis à la disposition des expéditeurs 20 % de sa capacité ferme disponible, soit 1,325 Gpi<sup>3</sup>/j, sans coût supplémentaire, dans le cadre du service de dépassement autorisé, ou SPA. En vertu du nouveau cadre de services, le SPA ne sera plus offert et cette capacité non ferme sera vendue à titre de service interruptible. La société cherche d'autres occasions d'accroître les produits tirés de ces nouvelles offres de services.

#### Initiative de l'ONÉ pour le financement des coûts de mise hors service

Alliance est tenue de se conformer à l'ensemble des lois et règlements s'appliquant à la mise hors service des pipelines et des installations connexes à la fin de leur durée d'utilité respective.

À la suite d'une audience publique tenue au début de 2009, l'ONÉ a ordonné à toutes les sociétés pipelinaires assujetties à la réglementation fédérale, dont Alliance, de commencer à percevoir et à mettre en réserve des fonds en vue des mises hors service futures. Conformément au cadre de travail et au plan d'action établis, Alliance commencera à recueillir ces fonds en 2015.

Le 6 mai 2014, l'ONÉ a approuvé les estimations de coûts de mise hors service des pipelines présentées par Alliance. Puis, le 29 mai 2014, il a approuvé le mécanisme de fiducie et la méthode de perception des fonds proposés par Alliance. Dans la foulée de ces décisions, Alliance a déposé, le 2 septembre 2014, la version détaillée de sa convention de fiducie en vue de son approbation. L'énoncé des politiques et procédures en matière de placement d'Alliance applicable à sa fiducie établie pour la mise hors service des pipelines a été déposé auprès de l'ONÉ le 1<sup>er</sup> décembre 2014.

Le 4 décembre 2014, Alliance a soumis aux fins de l'approbation de l'ONÉ le montant de sa cotisation annuelle, une surcharge requise au titre de la mise hors service de pipelines de 0,023 \$/kpi<sup>3</sup>, ainsi que ses barèmes de tarifs révisés devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2015. L'ONÉ a approuvé ces éléments de manière provisoire le 18 décembre 2014, puis de manière définitive le 10 mars 2015.

#### **Gazoduc Ruby**

Le 6 novembre 2014, la société a conclu l'acquisition de 50 % des titres de participation privilégiés convertibles du réseau de gazoducs Ruby pour 1,425 G\$ US. L'acquisition a été réalisée par l'entremise d'une filiale entièrement détenue par Veresen. Ruby est un réseau de transport du gaz naturel à grande échelle nouvellement construit qui achemine la production de gaz naturel des Rocheuses américaines vers les marchés de l'ouest des États-Unis. Le gazoduc, d'une longueur d'environ 1 094 kilomètres et d'un diamètre de 42 pouces, a actuellement une capacité d'environ 1,5 Gpi<sup>3</sup>/j, qui pourrait être portée à 2,0 Gpi<sup>3</sup>/j par l'ajout de compression. Ruby prend naissance au carrefour Opal, au Wyoming, et va jusqu'au carrefour Malin, en Oregon. Le carrefour Malin est la principale jonction au gazoduc proposé de Pacific Connector (détenu par la société à hauteur de 50 %) qui pourrait alimenter le terminal de LGN proposé de Jordan Cove. El Paso Pipeline Partners, membre du même groupe que Kinder Morgan Inc., détient l'autre participation de 50 % dans Ruby par la voie d'une participation en actions ordinaires. L'exploitation quotidienne de Ruby est assurée par Kinder Morgan, qui est le plus important exploitant de gazoducs en Amérique du Nord .

L'acquisition a été financée par le produit d'un placement de reçus de souscription de 920 M\$ et par une nouvelle facilité de crédit (se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* du présent rapport de gestion).

Des contrats à long terme prévoyant un minimum garanti ont été conclus avec plusieurs transporteurs jouissant d'une notation de premier ordre. Ces contrats visent un volume d'environ 1,1 Gpi<sup>3</sup>/j et ont une durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance d'environ neuf ans.

## **AEGS**

AEGS est un gazoduc intégré acheminant de l'éthane pur au départ de plusieurs usines d'extraction en Alberta et à destination d'importants complexes pétrochimiques situés à proximité de Joffre et de Fort Saskatchewan, en Alberta. Le réseau transporte en outre de l'éthane au départ et à destination d'installations de stockage souterraines de tiers, à Fort Saskatchewan. Les projets d'expansion mis en service en 2012 à proximité de Fort Saskatchewan en ont porté la longueur totale à 1 330 km. Ces projets ont notamment porté sur l'ajout de pipelines et systèmes de comptage devant relier le réseau d'AEGS à l'important complexe pétrochimique de Fort Saskatchewan et l'aménagement d'un nouveau tronçon de pipeline pour la réception d'éthane au départ de l'usine de traitement des effluents gazeux Heartland d'Aux Sable.

Les produits et le résultat d'AEGS proviennent de contrats fermes à long terme de transport d'éthane qui sont en vigueur jusqu'au 31 décembre 2018. Ces contrats prévoient des rentrées de fonds minimales fondées sur des volumes convenus et le recouvrement intégral des charges d'exploitation.

## **Secteur des activités médianes**

Au 31 décembre 2014, le secteur des activités médianes représentait 26 % de l'actif total de la société.

### ***Hythe-Steeprock***

Le complexe de traitement et de collecte du gaz de Hythe-Steeprock est situé dans la région de Cutbank Ridge, dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique. Dans cette région, le gaz naturel et les LGN sont principalement issus des formations Montney et Cadomin, de même que d'autres formations géologiques. Le complexe Hythe-Steeprock est formé de deux usines de traitement du gaz naturel d'une capacité fonctionnelle combinée de 516 Mpi<sup>3</sup>/j et d'une capacité de compression d'environ 40 000 chevaux-vapeur, auxquelles se greffe un réseau collecteur de 370 km de long. L'usine Hythe traite autant le gaz naturel corrosif que le gaz naturel non corrosif, tandis que l'usine Steeprock est une installation de traitement du gaz naturel corrosif.

Le résultat de Hythe-Steeprock est essentiellement généré par une convention de services intermédiaires ferme à long terme (la « CSI visant Hythe-Steeprock ») conclue le 9 février 2012 avec Encana, un important producteur de gaz naturel. Les dispositions de la CSI visant Hythe-Steeprock prévoient des droits mensuels minimaux fondés sur des volumes convenus et des charges unitaires, ainsi que le recouvrement des charges d'exploitation et de maintenance. Les volumes convenus et les charges unitaires sont ajustés annuellement en fonction d'un calendrier préétabli tenant compte des prévisions de production et d'une hausse modérée des droits. Les volumes mensuels réellement livrés par Encana peuvent varier par rapport aux volumes minimums convenus au titre de la CSI visant Hythe-Steeprock. La convention prévoit un mécanisme selon lequel les excédents ou les insuffisances de volume peuvent, moyennant des tolérances établies, être reportés en avant, en glissement sur 12 mois, de manière à s'appliquer à des variations ultérieures pouvant résulter d'excédents ou d'insuffisances des livraisons par rapport aux volumes minimums convenus.

### ***Veresen Midstream***

La société financera sa participation dans Veresen Midstream par un apport de ses actifs de traitement et de collecte du gaz de Hythe-Steeprock, évalués à 920 M\$. En contrepartie, elle recevra 420 M\$ en trésorerie de Veresen Midstream, ce qui se traduira par une participation de 50 % évaluée à 500 M\$. KKR financera sa participation de 50 % dans Veresen Midstream par un apport de 500 M\$ en trésorerie. En parallèle, Veresen Midstream fera l'acquisition d'infrastructures de collecte et de compression et de projets de construction en cours auprès d'Encana et de la coentreprise Cutbank Ridge dans la région de Dawson (formation de Montney) en Colombie-Britannique pour une contrepartie en trésorerie totale d'environ 600 M\$, majorée des coûts réels payés en 2015. Cette infrastructure jouxte les actifs Hythe-Steeprock.

En plus d'être financée au moyen des fonds en caisse, l'acquisition de cette infrastructure sera financée par les nouvelles facilités de crédit de Veresen Midstream, qui seront sans recours pour Veresen.

Veresen Midstream et la coentreprise Cutbank Ridge concluront une convention de services intermédiaires d'une durée de 30 ans prévoyant une facturation à l'utilisation (la « CSI visant Dawson ») visant l'infrastructure nouvellement acquise et l'infrastructure future, appelées les « actifs de Dawson », devant être construites dans les limites d'une zone d'intérêts commune. La société sera responsable de la gestion quotidienne de Veresen Midstream. La CSI visant Hythe-Steeprock demeure inchangée, Veresen Midstream étant chargée de l'exploitation des installations de Hythe et de Steeprock.

Veresen Midstream s'engagera à financer jusqu'à 5 G\$ de la nouvelle infrastructure de la zone d'intérêts commune pour assurer la croissance prévue de la production de la coentreprise Cutbank Ridge, y compris les gazoducs de collecte et les installations de traitement et de compression. L'engagement de Veresen Midstream en ce qui a trait aux investissements dans les installations de traitement et de compression est limité aux projets qui seront amorcés au cours des six prochaines années. Tout nouvel investissement dans des infrastructures s'appuie sur la CSI visant Dawson, qui prévoit d'importants remboursements de capital, une production concentrée dans la zone d'intérêts commune et une protection sur le plan financier.

À court terme, les plans comprennent la construction de l'usine de gaz Sunrise d'une capacité de 400 Mpi<sup>3</sup>/j et de l'usine de gaz Tower d'une capacité de 200 Mpi<sup>3</sup>/j, qui sont toutes deux de nouvelles installations de traitement et de compression de gaz non corrosif avec récupération de LGN, ainsi que des gazoducs de collecte supplémentaire qui y sont associés. La construction des installations de Sunrise et de Tower devrait commencer en 2015, leur entrée en service étant prévue en 2017. Les infrastructures futures peuvent comprendre d'autres gazoducs de collecte de gaz et des installations de traitement et de compression visant à répondre à la croissance des volumes prévue de la coentreprise Cutbank Ridge.

La société a formé Veresen Midstream en partenariat avec KKR en vue de conclure ces transactions et de saisir d'autres occasions de croissance au sein du secteur canadien des activités médianes liées au gaz naturel et aux LGN. La totalité de la participation de la société dans Veresen Midstream ainsi que la moitié de celle de KKR seront détenues sous forme de parts de société en commandite donnant droit à des distributions en trésorerie. Le reste de la participation initiale en titres de participation de KKR prendra la forme de parts donnant droit à des paiements en nature, qui ne permettront pas à KKR de recevoir des distributions en trésorerie, mais qui seront cumulées selon un taux correspondant au rendement comptant sur la participation résiduelle majoré de 4 % par année. Les parts donnant droit à des paiements en nature pourront être converties en parts assorties d'un paiement en trésorerie après quatre ans, au gré de KKR ou au gré de la société.

Cette structure fait en sorte que la société détiendra une part disproportionnellement élevée de flux de trésorerie durant la période de construction qui précédera la mise en service des usines de gaz de Sunrise et de Tower. La transaction ne devrait pas avoir d'incidence sur la trésorerie distribuable de la société en 2015, mais elle devrait l'accroître par la suite, une fois que les nouveaux projets d'investissement auront été mis en service. KKR et la société auront des droits de gouvernance équivalents en ce qui a trait à Veresen Midstream, pourvu que la participation de chacune des partenaires demeure supérieure à 35 %.

Il est prévu que Veresen Midstream finance environ 55 % à 60 % de son programme de croissance au moyen de capitaux d'emprunt, le reste étant financé au moyen d'apports en capital futur de la part de KKR et de la société. Les capitaux propres futurs nécessaires pour Veresen Midstream seront financés par les partenaires sous forme de parts assorties d'un paiement en trésorerie, au prorata.

La clôture de ces transactions devrait avoir lieu au premier trimestre ou au début du deuxième trimestre de 2015, sous réserve du respect de certaines conditions de clôture d'usage, notamment l'obtention des approbations requises en vertu de la *Loi sur la concurrence* et de la *Loi sur l'investissement Canada*.

### **Aux Sable**

Aux Sable est formée des entreprises suivantes :

- Aux Sable Liquid Products (détenue à 42,7 %), qui détient l'usine de Channahon, une usine d'extraction et de fractionnement des LGN de calibre mondial située à proximité du gazoduc d'Alliance ayant la capacité de récupérer jusqu'à 107 000 barils par jour d'éthane, de propane, de butane normal, d'isobutane et d'essence naturelle.
- Aux Sable Midstream (détenue à 42,7 %), qui détient les actifs suivants :
  - l'usine de conditionnement Palermo, dans la région de Bakken (Dakota du Nord), d'une capacité de traitement de 80 Mpi<sup>3</sup>/j, où sont retranchés les composés d'hydrocarbures plus lourds du gaz riche amené jusqu'au gazoduc Prairie Rose, tout en y laissant la majeure partie des LGN;
  - le gazoduc Prairie Rose, d'un diamètre de 12 pouces, d'une longueur de 133 km et d'une capacité estimative de 110 Mpi<sup>3</sup>/j, qui amène le gaz riche de l'usine de conditionnement Palermo et d'autres sources jusqu'au réseau de gazoducs d'Alliance;
  - les installations de stockage, les pipelines de LGN en aval et les installations de transbordement jouxtant l'usine de Channahon;
- Aux Sable Canada (détenue à 50 %), qui détient :
  - les installations d'injection de LGN en bordure du gazoduc Alliance en Alberta et en Colombie-Britannique;
  - une participation de 50 % dans l'usine de traitement de gaz naturel Septimus, d'une capacité de traitement de 75 Mpi<sup>3</sup>/j, située dans la région riche en liquides de Montney, en Colombie-Britannique;
  - le gazoduc Septimus, réseau de pipelines de 20 km de long ayant la capacité d'acheminer 400 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel de l'usine de gaz Septimus jusqu'au gazoduc Alliance;
  - l'usine de traitement des effluents gazeux Heartland, à Fort Saskatchewan, en Alberta.

- Alliance Canada Marketing (détenue à 42,7 %), qui a une capacité de transport de gaz naturel garanti à long terme sur le gazoduc Alliance en vue de l'équilibrage du gaz d'appoint pour l'usine Channahon d'Aux Sable.
- Sable NGL Services (détenue à 50 %) qui, de temps à autre, a une capacité de transport de gaz naturel garanti à court terme sur le gazoduc Alliance.

Conformément aux modalités d'un contrat de vente à long terme de LGN conclu avec BP Products North America Inc. (« BP »), Aux Sable vend toute la production de son usine de Channahon à BP. En retour, BP verse à Aux Sable des droits annuels fixes ainsi qu'un pourcentage de l'excédent des marges nettes sur les droits fixes. Le pourcentage des marges nettes varie en fonction de l'atteinte de seuils précis. De plus, BP défraie Aux Sable de la totalité des charges d'exploitation et de maintenance ainsi que des investissements de croissance et de maintien liés à l'usine de Channahon, sous réserve de certains plafonds si les coûts sont inscrits à l'actif.

En juillet 2011, Aux Sable a acquis l'usine de conditionnement Palermo et le gazoduc Prairie Rose dans la région de Bakken. Aux Sable tire de ces actifs des produits liés aux activités de traitement et de transport par gazoduc, et conserve une marge sur les LGN récupérés.

Des efforts ont été déployés afin de collaborer avec les producteurs qui exercent des activités de mise en valeur à l'égard des zones riches en liquides des régions de Montney et de Duvernay qui ne sont pas encore raccordées au gazoduc d'Alliance. Ces efforts s'inscrivent dans la stratégie d'Aux Sable qui consiste à acheminer à son usine de Channahon de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel riche en liquides après le 1<sup>er</sup> décembre 2015. Aux Sable a proposé des conventions relatives à la prime sur le gaz riche qui prévoient notamment le partage, avec les producteurs, des marges sur les liquides de gaz naturel. Ces conventions permettront aux producteurs d'éviter les dépenses d'investissement immédiates et établiront la valeur des LGN en fonction des vastes marchés liquides de LGN du Midwest américain.

Aux Sable Canada pourrait détenir des propriétés gazières à plusieurs emplacements du réseau d'Alliance par suite de la conclusion des conventions relatives à la prime sur le gaz riche. Dans le cadre de ces conventions, Aux Sable a mis en place des ententes en matière de mise en marché, de transport et de commercialisation du gaz naturel en vue de soutenir et de gérer l'approvisionnement en gaz naturel riche en liquides de l'usine de Channahon. Cette activité peut exiger d'Aux Sable qu'elle achète et vende du gaz naturel ou maintienne une capacité de transport sur le gazoduc d'Alliance ou les systèmes de transport adjacents, de manière à réduire l'exposition potentielle aux prix des produits de base ou aux écarts avec les prix de référence.

Aux Sable a signé plusieurs conventions relatives à la prime sur le gaz riche et, de ce fait, elle n'est plus en mesure d'extraire une quantité supplémentaire de LGN à l'usine de Channahon, celle-ci ayant atteint sa pleine capacité nominale. En réponse à la demande des clients, les propriétaires d'Aux Sable, y compris la société, ont donné leur accord à un agrandissement de l'usine de Channahon qui permettra d'ajouter une capacité de fractionnement d'environ 24 500 barils par jour à la capacité nominale actuelle de 107 000 barils par jour. L'agrandissement de l'usine de Channahon, qui rehaussera la capacité de traitement du propane et du butane, représente des dépenses d'investissement estimatives de 130 M\$ US (montant brut) et devrait être achevé à la mi-2016.

### **Secteur de la production d'énergie**

Le secteur de la production d'énergie de la société a constitué avec le temps, par l'aménagement de nouvelles centrales ainsi que par des acquisitions, un portefeuille diversifié d'installations énergétiques d'une capacité globale de plus de 780 MW. Une grande partie de ses centrales sont visées par des contrats de longue durée d'approvisionnement en énergie mettant en jeu des paiements fixes fondés sur la puissance électrique, lesquels rapportent à la société des flux de trésorerie stables qui échappent pour l'essentiel aux fluctuations des cours des produits de base et des volumes d'électricité produits. Les biens énergétiques du secteur représentaient 14 % de l'actif de la société au 31 décembre 2014 et sont formés des éléments (entièrement détenus, sauf indication contraire) suivants :

- Des centrales au gaz et réseaux énergétiques de quartier, dont :
  - la centrale York Energy Centre, en Ontario (400 MW; participation de 50 %);
  - la centrale de cogénération East Windsor, en Ontario (86 MW);
  - la centrale de cogénération et le réseau énergétique de quartier de London, en Ontario (17 MW);
  - les P.E.I. Energy Systems, réseau énergétique de quartier à Charlottetown, dans l'Île-du-Prince-Édouard.

- Des installations de récupération de la chaleur :
  - les deux installations d'EnPower, en Colombie-Britannique (10 MW);
  - les quatre installations de NRGreen, en Saskatchewan (20 MW; participation de 50 %) et une installation en Alberta (13 MW; participation de 50 %).
  
- Des centrales hydroélectriques au fil de l'eau :
  - à Glen Park, dans l'État de New York (33 MW);
  - à Furry Creek, en Colombie-Britannique (11 MW; participation de 99 %);
  - en amont et en aval de la rivière Clowhom, en Colombie-Britannique (22 MW);
  - à Dasque-Middle, en Colombie-Britannique (20 MW).
  
- Des parcs éoliens :
  - à Grand Valley, phases I et II, en Ontario (9 MW et 11 MW, respectivement; détenus à 75 %);
  - en voie d'aménagement à St. Columban, en Ontario (33 MW; participation de 90 %);
  - en voie d'aménagement à Grand Valley, phase III, en Ontario (40 MW).
  
- Actifs destinés à la vente (vendus le 8 janvier 2015) :
  - la centrale Brush II, au Colorado (70 MW);
  - les centrales de cogénération de Ripon et San Gabriel, en Californie (49 MW et 44 MW, respectivement).

#### *Centrales au gaz et réseaux énergétiques de quartier*

Chacune des centrales au gaz de la société en Ontario vend sa puissance installée et son électricité aux termes de contrats d'achat d'énergie de longue durée passés auprès de contreparties très solvables. Ces contrats d'achat d'énergie sont structurés de manière à ce que soient versés aux centrales des tarifs convenus pour la mise à disposition de leur puissance, et que le coût du combustible puisse être recouvré. Ainsi, le résultat et les flux de trésorerie tirés des centrales proviennent essentiellement des paiements au titre de la puissance disponible et ne varient pas vraiment en fonction du volume d'électricité produit ou des fluctuations du cours des produits de base. Outre les paiements liés à la puissance disponible, la majeure partie de ces centrales peuvent dégager des marges sur l'énergie.

Les réseaux d'énergie de quartier de la société en Ontario et à l'Île-du-Prince-Édouard sont formés de centrales qui convertissent du combustible (en l'occurrence du gaz naturel, des déchets municipaux, de la biomasse ou du mazout) en vapeur, en eau chaude ou en eau réfrigérée. Ces produits sont alors amenés jusqu'aux immeubles des clients par des canalisations souterraines à des fins de chauffage ou de climatisation ou pour certains usages industriels.

Le 8 janvier 2015, la société a conclu la vente de ses centrales au gaz situées au Colorado et en Californie, pour un prix de vente de 27,4 M\$ US.

#### *Énergie renouvelable*

##### *Installations de récupération de la chaleur*

Les usines de récupération de chaleur de la société en Saskatchewan et en Colombie-Britannique ont recours à la technique de récupération d'énergie ERG<sup>MD</sup> ainsi qu'à l'énergie résiduelle produite par les stations de compression des gazoducs Alliance et Spectra. L'électricité ainsi produite est vendue respectivement à la Saskatchewan Power Corporation et à BC Hydro aux termes de contrats d'achat d'électricité de longue durée. NRGreen, dans laquelle la société détient une participation de 50 %, a mené à bien la construction de la centrale de récupération de la chaleur résiduelle d'une puissance de 13 MW à Whitecourt, en Alberta, et elle a entrepris ses activités le 8 décembre 2014. L'électricité ainsi produite est vendue de manière ponctuelle à l'Alberta Power Pool.

##### *Centrales hydroélectriques au fil de l'eau*

La société détient quatre centrales hydroélectriques au fil de l'eau en Colombie-Britannique représentant une puissance installée globale de 53 MW. Ces centrales vendent leur production à BC Hydro aux termes de contrats d'achat d'électricité de longue durée. La société est rétribuée selon le volume d'électricité livré dans les faits et en fonction de tarifs fixes et indexés à l'inflation.

Le portefeuille d'installations hydroélectriques au fil de l'eau de la société compte aussi la centrale de Glen Park, d'une capacité de 33 MW, située dans le nord de l'État de New York. Glen Park vend la totalité de sa production selon les conditions qui ont cours chaque mois sur le marché.

Les travaux d'aménagement de la centrale au fil de l'eau de Dasque-Middle, d'une puissance de 20 MW, dans le nord-ouest de la Colombie-Britannique, ont été menés à terme le 18 décembre 2014. Comme l'exigeait BC Hydro, la centrale entreprendra son exploitation commerciale dès qu'elle aura réussi le test de fiabilité et de rendement d'une durée de 72 heures. En raison de la période de gel hivernal en décembre, le débit de l'eau n'était pas suffisamment élevé pour effectuer ce test. La société prévoit soumettre à l'épreuve la centrale au printemps de 2015 alors que le débit de l'eau sera adéquat.

#### Parcs éoliens

La société détient une participation de 75 % dans les deux phases opérationnelles du parc éolien de Grand Valley, en Ontario, qui vend sa production à l'Office de l'électricité de l'Ontario aux termes de contrats de longue durée.

La construction du projet de parc éolien St. Columban (33 MW; détenu à 90 %) a commencé au premier trimestre de 2014, et l'achèvement et la mise en service sont prévus pour le premier semestre de 2015.

La phase III du projet de parc éolien à Grand Valley (40 MW; détenu à 75 %), qui est en voie d'aménagement, a obtenu l'autorisation de projet d'énergie renouvelable délivrée par le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique de l'Ontario le 15 octobre 2014. La société a entrepris les travaux de construction de ce projet de parc éolien au quatrième trimestre de 2014, et l'achèvement et la mise en service sont prévus pour la fin de 2015.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS

### Secteur des gazoducs

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 décembre 2014				Trimestre clos le 31 décembre 2013			
	Total	Alliance	Ruby <sup>3)</sup>	AEGS	Total	Alliance	Ruby	AEGS
<b>Quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint</b>	<b>26,3</b>	26,3	-	-	24,8	24,8	-	-
<b>Produits de dividendes</b>	<b>15,6</b>	-	15,6	-	-	-	-	-
<b>Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA »)<sup>1)</sup></b>	<b>6,9</b>	-	-	6,9	7,2	-	-	7,2
Dotation aux amortissements	(3,5)	-	-	(3,5)	(3,4)	-	-	(3,4)
Charge d'intérêts et autres charges financières	(1,1)	-	-	(1,1)	(1,3)	-	-	(1,3)
<b>Résultat net avant impôt</b>	<b>44,2</b>	26,3	15,6	2,3	27,3	24,8	-	2,5
<b>Trésorerie distribuable</b>	<b>57,3</b>	36,8	15,6	4,9	40,7	35,6	-	5,1
<b>Volumes (100 %)</b>		<b>1,547</b>	<b>0,845</b>	<b>296,8</b>		1,552	-	301,0
		Gpi <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	kb/j <sup>2)</sup>		Gpi <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	kb/j <sup>2)</sup>
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Exercice clos le 31 décembre 2014				Exercice clos le 31 décembre 2013			
	Total	Alliance	Ruby <sup>3)</sup>	AEGS	Total	Alliance	Ruby	AEGS
<b>Quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint</b>	<b>112,1</b>	112,1	-	-	99,6	99,6	-	-
<b>Produits de dividendes</b>	<b>15,6</b>	-	15,6	-	-	-	-	-
<b>BAIIA</b>	<b>27,4</b>	-	-	27,4	26,8	-	-	26,8
Dotation aux amortissements	(14,0)	-	-	(14,0)	(13,9)	-	-	(13,9)
Charge d'intérêts et autres charges financières	(4,8)	-	-	(4,8)	(5,1)	-	-	(5,1)
<b>Résultat net avant impôt</b>	<b>136,3</b>	112,1	15,6	8,6	107,4	99,6	-	7,8
<b>Trésorerie distribuable</b>	<b>179,6</b>	144,8	15,6	19,2	157,0	138,4	-	18,6
<b>Volume (100 %)</b>		<b>1,556</b>	<b>1,020</b>	<b>289,1</b>		1,565	-	293,0
		Gpi <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	kb/j <sup>2)</sup>		Gpi <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	kb/j <sup>2)</sup>

1) Cette mesure n'est pas une mesure normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et pourrait ne pas être comparable à des mesures semblables que présentent d'autres entités. Se reporter à la rubrique *Mesures financières hors PCGR* du présent rapport de gestion.

2) Les volumes quotidiens moyens d'AEGS sont calculés en fonction des volumes à l'égard desquels des droits sont perçus.

3) La société a acquis Ruby le 6 novembre 2014 et, par conséquent, les produits de dividendes rendent compte des produits tirés entre le 6 novembre 2014 et le 31 décembre 2014.

### Alliance

#### Points saillants opérationnels

Les livraisons pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 se sont établies à 1,556 Gpi<sup>3</sup>/j en moyenne, contre 1,565 Gpi<sup>3</sup>/j en moyenne pour l'exercice précédent.

#### Points saillants financiers

La trésorerie distribuable pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 s'est établie à 144,8 M\$, contre 138,4 M\$ pour l'exercice précédent. Cette hausse s'explique par l'augmentation des produits qui a résulté de la majoration des taux d'amortissement négociés, par l'apport pour un exercice complet de l'embranchement Tioga, qui a été mis en service en septembre 2013, ainsi que par la dépréciation du dollar canadien observée en 2014, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par une baisse des rendements découlant d'une réduction de la base d'investissement.

Le résultat net avant impôt pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 s'est établi à 112,1 M\$, contre 99,6 M\$ en 2013, ce qui rend compte des mêmes facteurs qui ont influé sur la trésorerie distribuable.

La trésorerie distribuable et le résultat net avant impôt du quatrième trimestre rendent compte des mêmes facteurs sous-jacents qui ont influé sur la trésorerie distribuable et le résultat net avant impôt de l'exercice complet.

## **Gazoduc Ruby**

### Points saillants opérationnels

Des contrats fermes à long terme sont en place et visent environ 1,1 Gpi<sup>3</sup>/j, soit 71 % de la capacité du gazoduc, dont 90 % est détenue par des transporteurs de premier ordre. La durée moyenne résiduelle des contrats est d'environ neuf ans. Les livraisons pour l'exercice se sont établies en moyenne à 1,020 Gpi<sup>3</sup>/j.

### Points saillants financiers

La trésorerie distribuable et le résultat net de l'exercice clos le 31 décembre 2014 se sont établis à 15,6 M\$, soit la quote-part de la société des distributions annuelles de 91,0 M\$ US versées aux porteurs des actions privilégiées convertibles à compter de la date d'acquisition.

## AEGS

### Points saillants opérationnels

Les volumes sur lesquels des droits ont été perçus pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 se sont chiffrés en moyenne à 289,1 milliers de barils par jour, contre 293,0 milliers de barils par jour pour l'exercice précédent. Cette baisse des livraisons d'éthane découle d'un arrêt imprévu survenu au troisième trimestre à une importante usine pétrochimique desservie par AEGS.

Les volumes sur lesquels des droits ont été perçus pour le quatrième trimestre se sont chiffrés à 296,8 milliers de barils par jour, contre 301,0 milliers de barils par jour pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, diminution attribuable à une baisse de la demande pour l'éthane.

### Points saillants financiers

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, AEGS a inscrit une trésorerie distribuable de 19,2 M\$ et un résultat net avant impôt de 8,6 M\$, contre une trésorerie distribuable de 18,6 M\$ et un résultat net avant impôt de 7,8 M\$ pour l'exercice précédent. Le résultat de l'exercice écoulé et celui du quatrième trimestre avoisinent ceux de l'exercice précédent et de la période correspondante de l'exercice précédent.

### Secteur des activités médianes

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 décembre 2014			Trimestre clos le 31 décembre 2013		
	Total	Hythe- Steepprock	Aux Sable	Total	Hythe- Steepprock	Aux Sable
<b>Quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint</b>	<b>12,9</b>	-	12,9	17,5	-	17,5
<b>BAIIA</b>	<b>18,3</b>	18,3	-	19,0	19,0	-
Dotation aux amortissements	(10,0)	(10,0)	-	(9,8)	(9,8)	-
<b>Résultat net avant impôt</b>	<b>21,2</b>	8,3	12,9	26,7	9,2	17,5
<b>Trésorerie distribuable</b>	<b>33,8</b>	17,3	16,5	39,4	17,5	21,9
<b>Volumes (100 %)</b>						
Volumes visés par des droits de traitement <sup>1)</sup>		<b>400,8</b> Mpi <sup>3</sup> /j			410,5 Mpi <sup>3</sup> /j	
Éthane			<b>21,0</b>			39,4
Propane plus			<b>46,7</b>			48,8
			<b>67,7</b>			88,2
			<b>kb/j</b>			kb/j

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Exercice clos le 31 décembre 2014			Exercice clos le 31 décembre 2013		
	Total	Hythe- Steepprock	Aux Sable	Total	Hythe- Steepprock	Aux Sable
<b>Quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint</b>	<b>48,2</b>	-	48,2	52,3	-	52,3
<b>BAIIA</b>	<b>73,2</b>	73,2	-	74,3	74,3	-
Dotation aux amortissements	(39,7)	(39,7)	-	(39,3)	(39,3)	-
<b>Résultat net avant impôt</b>	<b>81,7</b>	33,5	48,2	87,3	35,0	52,3
<b>Trésorerie distribuable</b>	<b>130,6</b>	73,6	57,0	133,7	72,6	61,1
<b>Volumes (100 %)</b>						
Volumes visés par des droits de traitement <sup>1)</sup>		<b>399,9</b> Mpi <sup>3</sup> /j			412,9 Mpi <sup>3</sup> /j	
Éthane			<b>22,6</b>			25,1
Propane plus			<b>47,6</b>			45,3
			<b>70,2</b>			70,4
			<b>kb/j</b>			kb/j

1) Les volumes visés par des droits de traitement de Hythe-Steepprock correspondent i) soit aux volumes d'engagements minimaux à l'égard desquels la société a tiré des honoraires de traitement ou aux volumes réels traités s'ils surpassent le seuil minimal aux termes de la convention de services intermédiaires conclue avec notre principal client ou ii) aux volumes traités pour d'autres producteurs.

## **Hythe-Steepprock**

### Points saillants opérationnels

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les volumes visés par des droits de traitement de Hythe-Steepprock se sont établis à 399,9 Mpi<sup>3</sup>/j en moyenne, ce qui comprend les volumes minimaux faisant l'objet d'engagements au titre de la CSI visant Hythe-Steepprock ainsi que du gaz naturel de producteurs tiers. Les droits liés aux volumes ont diminué de 3 % par rapport à l'exercice précédent en raison des restrictions en matière de pression visant les gazoducs en aval se répercutant sur l'usine de Hythe. L'écart reflète également la hausse des volumes traités en 2013 par suite des travaux de révision portant sur l'installation de Hythe en mai 2013.

Dans la continuité de l'engagement de la société visant à assurer l'intégrité et la fiabilité de ses actifs, elle a mené à bien en juin 2014 les travaux de révision planifiés portant sur l'installation de Steepprock, et ce, selon le budget établi et plus rapidement que prévu. Les volumes minimaux faisant l'objet d'engagements aux termes de la CSI visant Hythe-Steepprock ont continué de s'appliquer durant la période au cours de laquelle se sont déroulés les travaux. La société a actuellement l'intention d'exécuter des travaux de révision de cette ampleur à l'installation de Steepprock tous les trois ans.

En 2014, les installations de Hythe et de Steepprock ont fonctionné à des taux de fiabilité supérieurs à 99 %, dépassant en cela les taux ciblés au titre de la CSI visant Hythe-Steepprock.

Les volumes visés par des droits de traitement et les taux de fiabilité du quatrième trimestre ont été conformes à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

### Points saillants financiers

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la trésorerie distribuable de Hythe-Steepprock s'est établie à 73,6 M\$, contre 72,6 M\$ pour l'exercice précédent. Cette progression est attribuable à l'augmentation des produits qui a découlé du recouvrement d'investissements de maintien auprès d'Encana, conjuguée à la hausse annuelle des droits au titre de la CSI visant Hythe-Steepprock.

Le résultat net avant impôt s'est établi à 1,5 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, en baisse par rapport à celui de 33,5 M\$ inscrit pour l'exercice précédent, en raison d'une baisse des produits provenant de tiers et d'une insuffisance des volumes nets pour l'exercice écoulé. Les restrictions en matière de pression visant les gazoducs ont eu une incidence sur la capacité de traitement du gaz naturel par l'usine de Hythe et les travaux de révision de l'usine de Steepprock à la mi-2014, donnant lieu à la comptabilisation différée d'une partie des produits tirés des contrats d'achat ferme durant l'exercice.

Pour le quatrième trimestre de 2014, le résultat net avant impôt a diminué par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat net avant impôt de l'exercice.

## Aux Sable

### Survol du marché des LGN

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Marge moyenne sur l'éthane de la côte américaine du Golfe (\$ US/gallon)	<b>(0,05)</b>	0,02	<b>(0,02)</b>	0,02
Marge moyenne sur le propane plus de la côte américaine du Golfe (\$ US/gallon)	<b>0,52</b>	0,96	<b>0,75</b>	0,84
Cours moyen du propane de la côte américaine du Golfe (\$ US/gallon)	<b>0,77</b>	1,20	<b>1,04</b>	1,00
Cours moyen du gaz naturel au carrefour Henry (\$ US/MBtu)	<b>3,75</b>	3,84	<b>4,34</b>	3,72
Cours moyen du gaz naturel au point de livraison à Chicago (\$ US/MBtu)	<b>3,90</b>	4,03	<b>5,57</b>	3,85
Cours moyen du pétrole brut WTI (\$ US/baril)	<b>73,24</b>	97,64	<b>93,02</b>	98,03
Écart moyen entre le prix à Chicago et le prix AECO (\$/MBtu)	<b>0,88</b>	0,72	<b>1,61</b>	0,80

Les marges sur l'éthane de la côte américaine du Golfe sont demeurées faibles tout au long de 2014 en raison principalement des stocks excédentaires, et elles ont été négatives au quatrième trimestre sous l'effet des autres charges d'alimentation pour la production d'éthylène, comme le propane et le butane, qui sont devenues plus concurrentielles par suite de leur baisse de prix respective.

Les marges sur le propane plus de la côte américaine du Golfe se sont accrues au premier semestre de 2014 par rapport à celles de la période correspondante de l'exercice précédent, en raison de la hausse des prix. Les marges d'Aux Sable ont toutefois diminué par suite de la hausse du coût du gaz d'appoint à Chicago. Les marges sur le propane plus de la côte américaine du Golfe se sont rétrécies au deuxième semestre de 2014 par rapport à celles de la période correspondante de l'exercice précédent, particulièrement au quatrième trimestre, les prix du propane ayant diminué parallèlement à ceux du pétrole brut.

L'incidence positive des facteurs liés à la demande saisonnière, notamment le chauffage en hiver et le séchage des récoltes, n'a pas été à la hauteur des attentes du marché et n'ont pas suffi à faire diminuer les stocks élevés de propane aux États-Unis. Au quatrième trimestre de 2014, les stocks de propane aux États-Unis sont demeurés supérieurs à la fourchette de cinq ans, se chiffrant à 74 millions de barils à la clôture du trimestre, ce qui représente une hausse de 31 millions de barils, ou 74 %, par rapport au solde de clôture de 2013. Les prix du propane de la côte américaine du Golfe USGC se sont établis en moyenne à 0,77 \$ US le gallon au quatrième trimestre de 2014, la moyenne pour décembre s'établissant à 0,55 \$ US, ce qui rend compte des stocks élevés aux États-Unis et de la pression exercée sur les prix des liquides du gaz naturel en raison de la baisse des cours du pétrole brut.

Après la volatilité des cours du gaz naturel observée au premier trimestre en raison du temps extrêmement froid qui a sévi dans le nord-ouest des États-Unis, les prix du gaz naturel sont demeurés stables durant le reste de l'exercice. Le prix du gaz au point de livraison à Chicago s'est établi en moyenne à 3,90 \$ US par MBtu au quatrième trimestre, en baisse par rapport à 4,03 \$ US par MBtu au quatrième trimestre de 2013.

### Points saillants opérationnels

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Volume moyen des arrivages				
Gazoduc Prairie Rose (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>101,1</b>	102,1	<b>98,3</b>	103,9
Volume des ventes moyen à Channahon				
Éthane (kb/j)	<b>21,0</b>	39,4	<b>22,6</b>	25,1
Propane plus (kb/j)	<b>46,7</b>	48,8	<b>47,6</b>	45,3
Total des LGN (kb/j)	<b>67,7</b>	88,2	<b>70,2</b>	70,4

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, Aux Sable a traité 96 % du gaz naturel livré par Alliance, contre 98 % en 2013. Cette diminution est attribuable au fléchissement du débit de traitement attribuable aux marges peu rentables, à la déviation de volumes en vue de diminuer les stocks élevés et aux interruptions des activités aux fins de l'exécution de travaux d'entretien prévus.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le volume des arrivages dans le gazoduc Prairie Rose, dans le Dakota du Nord, s'est chiffré à 98 Mpi<sup>3</sup>/j en moyenne, contre 104 Mpi<sup>3</sup>/j en 2013. Cette diminution est principalement attribuable à la variation des volumes des arrivages dans le gazoduc Prairie Rose par suite de l'acheminement de certains volumes vers le nouvel embranchement Tioga qui a été mis en service au troisième trimestre de 2014.

La teneur calorifique moyenne du gaz naturel livré au point d'interconnexion d'Alliance à Bantry, dans le Dakota du Nord, a été d'environ 1 359 Btu/pi<sup>3</sup> pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, en comparaison de 1 379 Btu/pi<sup>3</sup> pour l'exercice précédent. La légère diminution de la teneur calorifique s'explique par l'acheminement de certains volumes vers l'embranchement Tioga. Le contenu calorifique de cette filière d'approvisionnement en gaz riche en liquides en provenance de la région de Bakken demeure très élevé. Par comparaison, la teneur calorifique du gaz naturel transporté sur le réseau d'Alliance, y compris celui de l'Ouest canadien, s'est établie en moyenne à 1 127 Btu/pi<sup>3</sup> pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, contre 1 112 Btu/pi<sup>3</sup> en 2013.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013, Aux Sable a vendu 70 kb/j de LGN. Le volume moyen des ventes d'éthane a diminué pour s'établir à 23 kb/j pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, contre 25 kb/j un an plus tôt, les marges peu rentables ayant contribué à une hausse de la réinjection d'éthane, ce qui a également donné lieu à la baisse du volume pour le quatrième trimestre par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le volume des ventes de propane plus s'est établi à 47 kb/j, en comparaison de 45 kb/j en 2013. Cette hausse s'explique par l'augmentation des volumes visés par contrat qui a découlé principalement de l'incidence favorable de la convention relative à la prime sur le gaz riche conclue par Aux Sable et de la hausse de la teneur calorifique de ces volumes, les producteurs misant sur une production riche en liquides. La baisse des volumes au quatrième trimestre par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent est attribuable à la déviation de volumes et à la réinjection en 2014, les marges sur le propane étant peu rentables durant une partie de décembre.

### Points saillants financiers

#### *Composantes de la quote-part du résultat net d'Aux Sable :*

(Quote-part de Veresen; en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Produits tirés des baux sur marge				
Montant dégagé pour la période	<b>5,2</b>	12,5	<b>23,4</b>	39,2
Marge comptabilisée générée pour la période antérieure	<b>3,3</b>	1,8	-	-
(Marge non comptabilisée générée pour la période)	-	-	-	-
Montant comptabilisé à titre de produits	<b>8,5</b>	14,3	<b>23,4</b>	39,2
Marge sur la capacité des gazoducs	<b>0,3</b>	(2,4)	<b>5,8</b>	(10,6)
Autres activités sur marge	<b>4,5</b>	4,8	<b>16,2</b>	17,2
Activités à frais fixes	<b>8,6</b>	10,2	<b>35,4</b>	38,8
Frais généraux et frais d'administration et charges d'exploitation et de maintenance	<b>(5,8)</b>	(6,8)	<b>(20,9)</b>	(22,4)
Dotation aux amortissements	<b>(3,1)</b>	(2,6)	<b>(11,2)</b>	(10,2)
Charge d'intérêts et autres charges financières	<b>(0,1)</b>	-	<b>(0,5)</b>	0,3
Résultat net avant impôt/quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint	<b>12,9</b>	17,5	<b>48,2</b>	52,3

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, Aux Sable a généré une trésorerie distribuable de 57,0 M\$ et un résultat net avant impôt de 48,2 M\$, en comparaison d'une trésorerie distribuable de 61,1 M\$ et d'un résultat net avant impôt de 52,3 M\$ en 2013.

Les produits tirés des baux sur marge ont fléchi en 2014, par suite de la diminution des marges de fractionnement qui a résulté de l'augmentation des prix du gaz d'appoint observée durant la majeure partie de l'exercice et de l'importante diminution des prix du propane plus enregistrée au quatrième trimestre en raison de la baisse des cours du pétrole brut à l'échelle mondiale. Ces facteurs ont toutefois été partiellement compensés par l'incidence de la dépréciation du dollar canadien en 2014.

Les marges sur la capacité des gazoducs, relativement à l'achat et à la vente de gaz naturel par certaines entités d'Aux Sable utilisant la capacité du gazoduc d'Alliance, ont été plus élevées en 2014, en raison principalement du temps hivernal extrêmement froid qui a frappé le centre-ouest des États-Unis durant le premier trimestre et des conditions de marchés peu favorables dans l'Ouest canadien par rapport à Chicago au quatrième trimestre.

Le volume d'activités à frais fixes a diminué par rapport à 2013, en raison de la baisse des volumes qui ont été acheminés à l'usine de conditionnement Palermo d'Aux Sable à la suite de la mise en service de l'usine Hess Tioga en mai 2014.

La trésorerie distribuable et le résultat net du quatrième trimestre ont diminué par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des mêmes facteurs sous-jacents dont il est question plus haut.

## Secteur de la production d'énergie

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 décembre 2014				Trimestre clos le 31 décembre 2013			
	Total	Centrale au gaz et réseau éner- gétique de quartier	Énergie renou- velable	Production d'énergie – siège social	Total	Centrale au gaz et réseau éner- gétique de quartier	Énergie renou- velable	Production d'énergie – siège social
Profit (perte) sur les contrats de couverture de taux d'intérêt	(3,8)	(3,8)	-	-	2,0	2,0	-	-
Autre quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint	1,5	0,9	0,6	-	1,3	0,5	0,8	-
<b>Quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint</b>	<b>(2,3)</b>	<b>(2,9)</b>	<b>0,6</b>	<b>-</b>	<b>3,3</b>	<b>2,5</b>	<b>0,8</b>	<b>-</b>
<b>BAIIA</b>	<b>9,3</b>	<b>7,0</b>	<b>4,7</b>	<b>(2,4)</b>	<b>8,3</b>	<b>7,9</b>	<b>2,3</b>	<b>(1,9)</b>
Dotation aux amortissements	(6,7)	(4,4)	(2,3)	-	(6,8)	(4,4)	(2,4)	-
Charge d'intérêts et autres charges financières	(3,0)	(2,4)	(0,6)	-	(3,6)	(2,6)	(1,0)	-
Change et autres	(0,2)	(0,1)	-	(0,1)	-	-	-	-
<b>Résultat net avant impôt</b>	<b>(2,9)</b>	<b>(2,8)</b>	<b>2,4</b>	<b>(2,5)</b>	<b>1,2</b>	<b>3,4</b>	<b>(0,3)</b>	<b>(1,9)</b>
<b>Trésorerie distribuable</b>	<b>7,8</b>	<b>5,5</b>	<b>4,8</b>	<b>(2,5)</b>	<b>5,3</b>	<b>5,9</b>	<b>1,9</b>	<b>(2,5)</b>
<b>Volumes (GWh)</b>								
Bruts	168,7	14,2	154,5	-	152,9	26,8	126,1	-
Nets	138,1	8,9	129,2	-	124,4	22,0	102,4	-

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Exercice clos le 31 décembre 2014				Exercice clos le 31 décembre 2013			
	Total	Centrale au gaz et réseau éner- gétique de quartier	Énergie renou- velable	Production d'énergie – siège social	Total	Centrale au gaz et réseau éner- gétique de quartier	Énergie renou- velable	Production d'énergie – siège social
Profit (perte) sur la couverture de taux d'intérêt	(12,3)	(12,3)	-	-	13,8	13,8	-	-
Autre quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint	10,0	7,5	2,5	-	4,5	2,3	2,2	-
<b>Quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint</b>	<b>(2,3)</b>	<b>(4,8)</b>	<b>2,5</b>	<b>-</b>	<b>18,3</b>	<b>16,1</b>	<b>2,2</b>	<b>-</b>
<b>BAIIA</b>	<b>40,0</b>	<b>32,4</b>	<b>16,4</b>	<b>(8,8)</b>	<b>36,2</b>	<b>31,4</b>	<b>13,2</b>	<b>(8,4)</b>
Dotation aux amortissements	(27,2)	(17,9)	(9,3)	-	(26,9)	(17,5)	(9,1)	(0,3)
Charge d'intérêts et autres charges financières	(12,6)	(9,3)	(3,3)	-	(14,4)	(10,0)	(4,4)	-
Change et autres	0,1	-	-	0,1	-	-	-	-
<b>Résultat net avant impôt</b>	<b>(2,0)</b>	<b>0,4</b>	<b>6,3</b>	<b>(8,7)</b>	<b>13,2</b>	<b>20,0</b>	<b>1,9</b>	<b>(8,7)</b>
<b>Trésorerie distribuable</b>	<b>47,5</b>	<b>38,6</b>	<b>17,4</b>	<b>(8,5)</b>	<b>34,4</b>	<b>33,9</b>	<b>9,4</b>	<b>(8,9)</b>
<b>Volumes (GWh)</b>								
Bruts	753,1	205,4	547,7	-	681,4	164,2	517,2	-
Nets	625,3	168,3	457,0	-	561,5	129,3	432,2	-

### Points saillants opérationnels

La performance dégagée par les centrales de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a été conforme à ses attentes, permettant de dégager un résultat d'exploitation comparable à celui de l'exercice précédent. Les centrales ont tiré avantage des prix élevés qui avaient cours au début de 2014, en raison principalement du temps hivernal extrêmement froid qui a frappé l'est du Canada et certaines régions du nord-est des États-Unis et de la montée des débits de l'eau dans certaines régions de la Colombie-Britannique au quatrième trimestre.

### Points saillants financiers

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la trésorerie distribuable s'est établie à 47,5 M\$, en hausse de 13,1 M\$ par rapport à l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie des installations d'énergie renouvelable de la société pour l'exercice ont été supérieurs de 8,0 M\$ à ceux de 2013, en raison surtout de la montée des débits de l'eau de ses centrales hydroélectriques au fil de l'eau en Colombie-Britannique et des prix de l'énergie élevés observés au premier trimestre sur les marchés desservis par Glen Park en raison du temps hivernal extrêmement froid.

Les installations alimentées au gaz et les installations d'énergie renouvelable de quartier de la société ont dégagé une trésorerie distribuable plus élevée en 2014, en hausse de 4,7 M\$ par rapport à celle de 2013, en raison principalement de l'augmentation des distributions provenant de York Energy Centre. En plus de refléter une solide performance au chapitre de l'exploitation, le résultat de York Energy Centre rend compte d'un ajustement rétroactif obtenu en lien avec son contrat d'approvisionnement en électricité conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario. La modification du contrat a été apportée dans le but de tenir compte de règles du marché de l'Independent Electricity System Operator qui n'avaient pas été prises en considération dans le contrat initial. Le mécanisme de paiement prévu par le contrat initial a donné lieu à un déséquilibre entre la capacité prévue au contrat et le volume d'énergie réellement produit. Le nouveau mécanisme de paiement fondé sur la capacité contractuelle vient rétablir l'équilibre. L'ajustement rétroactif, dont la quote-part de la société se chiffre à 3,9 M\$, a été appliqué à la période allant de mai 2012, mois du début des activités, à avril 2014.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le résultat net avant impôt dégagé par le secteur de la production d'énergie de la société s'est établi à 2,0 M\$, en baisse de 15,2 M\$ par rapport à l'exercice précédent. La réévaluation de la couverture de taux d'intérêt de York a donné lieu à une baisse de 26,1 M\$ du résultat net avant impôt par rapport à 2013.

La trésorerie distribuable du quatrième trimestre de 2014 a augmenté par rapport à celle du trimestre correspondant de 2013, en raison de la montée des débits de l'eau des centrales au fil de l'eau de la société en Colombie-Britannique. Les centrales au gaz et réseaux énergétiques de quartier de la société ont généré un rendement d'exploitation solide, les résultats du quatrième trimestre étant semblables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse du résultat net avant impôt au quatrième trimestre par rapport à celui enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent rend compte de la réévaluation de la couverture de taux d'intérêt de York.

### Veresen – Siège social

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2014	2013	2014	2013
Quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint	3,7	2,5	11,7	6,9
Frais généraux et frais d'administration	6,9	8,9	28,7	30,9
Développement de projets	20,0	9,6	78,8	33,5
Dotation aux amortissements	0,5	0,7	2,4	2,3
Charge d'intérêts et autres charges financières	13,3	10,2	41,3	42,4
Change et autres	(35,1)	(1,4)	(41,1)	(2,1)
<b>Charges nettes avant impôt</b>	<b>9,3</b>	<b>30,5</b>	<b>121,8</b>	<b>113,9</b>
<b>Trésorerie distribuable</b>	<b>(17,7)</b>	<b>(18,6)</b>	<b>(65,6)</b>	<b>(71,0)</b>

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la société a inscrit des charges nettes avant impôt liées au siège social de 121,8 M\$, soit une hausse de 7,9 M\$ par rapport à l'exercice précédent. La hausse découle de l'augmentation des coûts de développement de projets associés au projet de terminal de LGN Jordan Cove et au projet de réseau de gazoducs de Pacific Connector, contrebalancée en partie par un profit avant impôt de 38,7 M\$ sur des contrats de change à terme conclus en vue de gérer le risque de change lié à l'acquisition de Ruby.

La charge d'intérêts de l'exercice a diminué, ce qui s'explique par le remboursement d'emprunts au moyen du produit en trésorerie tiré du placement d'actions de la société réalisé en avril 2014, par le refinancement de 200 M\$ de billets de premier rang à 5,6 % qui sont arrivés à échéance en juillet 2014 au moyen de l'émission de 200 M\$ de billets de premier rang à 3,06 %, ainsi que par le remboursement, en octobre 2014, de l'encours des débetures subordonnées convertibles non garanties à 5,75 %. La charge d'intérêts du quatrième trimestre a été plus élevée en raison des prélèvements effectués sur la nouvelle facilité de crédit en vue de financer l'acquisition de Ruby.

## Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2013 <sup>1)</sup>	31 décembre	2013 <sup>1)</sup>
<b>Résultat net avant impôt des activités poursuivies</b>	<b>48,2</b>	24,7	<b>103,5</b>	94,0
Impôt exigible	(10,4)	(8,8)	(29,6)	(19,0)
Impôt différé	(3,1)	1,0	4,6	(13,9)
<b>Total de l'impôt</b>	<b>(13,5)</b>	(7,8)	<b>(25,0)</b>	(32,9)
<b>Taux effectif</b>	<b>28,0 %</b>	31,6 %	<b>24,2 %</b>	35,0 %

1) Certaines données comparatives de l'exercice clos le 31 décembre 2013 ont été reclassées. Voir la note 5 des états financiers consolidés au 31 décembre 2014.

Le taux d'imposition effectif de la société a diminué en 2014 par rapport à 2013, en raison du recul du résultat dégagé aux États-Unis, qui est assujéti à un taux d'imposition plus élevé que celui dégagé au Canada. En outre, les profits à la vente d'actifs et les contrats de change à terme sont assujéti au taux d'imposition sur les gains en capital du Canada, dont le taux est inférieur à celui en vigueur aux États-Unis.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Exercices clos les 31 décembre			
	2014		2013	
Flux de trésorerie				
Activités d'exploitation	214,6		217,4	
Activités d'investissement	(1 794,2)		(120,6)	
Activités de financement	1 606,3		(87,3)	
Trésorerie et placements à court terme	51,4		25,2	
Capitalisation				
Créances de premier rang <sup>1)</sup>	1 811,4	42 %	1 187,5	46 %
Débetures subordonnées convertibles	-	- %	86,2	3 %
Capitaux propres	2 532,7	58 %	1 305,7	51 %
	<b>4 344,1</b>	<b>100 %</b>	2 579,4	100 %

1) Comprend la partie courante de la dette à long terme de premier rang.

Au cours de l'exercice, la société a pris certaines mesures pour renforcer sa position de trésorerie et réduire les coûts d'emprunt et l'endettement. Tel qu'il est mentionné aux rubriques *Activités de financement par capitaux propres* et *Activités de financement par capitaux d'emprunt*, la société a émis des actions ordinaires en avril et en novembre, refinancé à un taux d'intérêt inférieur ses billets de premier rang devant venir à échéance en juillet 2014, remboursé l'emprunt à terme de Clowhom et remboursé l'encours de ses débetures subordonnées convertibles non garanties à 5,75 %. Par suite de ces mesures, la société a réduit son ratio d'endettement, qui est passé de 46 % à 42 % au cours de l'exercice.

La société compte s'acquitter de ses obligations à leur échéance, financer ses dépenses d'investissement, le remboursement de sa dette et le versement de ses dividendes et se donner la marge de manœuvre nécessaire pour saisir de nouvelles occasions d'investissement en utilisant ses flux de trésorerie liés à l'exploitation, en effectuant des prélèvements sur la facilité de crédit renouvelable et en employant les fonds réunis par la voie de son RRD. Au 31 décembre 2014, elle disposait de facilités de crédit engagées de 595 M\$, sur lesquelles un montant de 150,6 M\$ avait été prélevé, dont 29,0 M\$ sous forme de lettres de crédit.

Au 31 décembre 2014, la trésorerie et les placements à court terme de la société totalisaient 51,4 M\$ (25,2 M\$ au 31 décembre 2013) et son fonds de roulement s'élevait à 37,7 M\$ (43,6 M\$ au 31 décembre 2013).

## Activités d'investissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la société a affecté 1 794,2 M\$ de sa trésorerie au financement d'activités d'investissement, contre 120,6 M\$ en 2013. Les principales activités d'investissement pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 sont présentées dans le tableau ci-après.

(en millions de dollars)	Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013
Acquisitions et cessions		
Acquisition de Ruby, déduction faite des profits sur contrats de change à terme	(1 596,5)	-
Produit de la cession d'actifs	18,7	-
	(1 577,8)	-
Participations dans des entreprises sous contrôle conjoint		
Apports en capital	(74,5)	(68,8)
Remboursement de capital	11,2	-
	(63,3)	(68,8)
Dépenses d'investissement		
Activités médianes	(14,3)	(16,6)
Centrale hydroélectrique au fil de l'eau Dasque-Middle	(47,3)	(23,7)
Projet de parc éolien St. Columban	(83,2)	-
Installations énergétiques	(1,6)	(3,7)
Expansion d'AECS	-	(1,8)
Autres dépenses d'investissement	(1,4)	(0,6)
	(147,8)	(46,4)
Autres	(1,5)	(1,8)
Sorties de trésorerie liées aux activités abandonnées	(3,8)	(3,6)
Activités d'investissement	(1 794,2)	(120,6)

## Activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la société a inscrit des entrées de trésorerie de 1 606,3 M\$ liées aux activités de financement, contre des sorties de trésorerie de 87,3 M\$ pour l'exercice précédent. Les activités de financement des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 comprennent les suivantes :

(en millions de dollars)	Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013
Actions ordinaires émises, moins les frais d'émission	1 156,9	-
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(155,8)	(155,1)
Remboursements nets sur la facilité de crédit renouvelable	(40,7)	(60,0)
Titres d'emprunt à long terme émis, moins les frais d'émission	920,4	-
Remboursements de créances de premier rang	(261,8)	(11,8)
Placement d'actions privilégiées de série C d'octobre 2013, moins les frais d'émission	-	144,8
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(16,3)	(10,3)
Autres	3,6	5,1
Activités de financement	1 606,3	(87,3)

### **Activités de financement par capitaux propres**

Le 3 avril 2014, la société a émis 17,3 millions d'actions ordinaires au prix de 16,50 \$ chacune, ce qui lui a rapporté un produit brut d'environ 284,6 M\$. Le produit net tiré du placement a servi à financer les coûts de développement liés au projet de terminal de LGN de Jordan Cove, à financer une partie des dépenses d'investissement de croissance engagées en 2014 relativement aux projets d'énergie renouvelable de Dasque-Middle et de St. Columban, à réduire l'encours de la dette et à financer les frais généraux.

À compter du dividende en trésorerie à verser aux actionnaires inscrits le 31 octobre 2014, la société avait l'intention de permettre aux actionnaires admissibles de participer à l'élément dividende bonifié de son RRD, qui permet à ces actionnaires de réinvestir leurs dividendes dans des actions ordinaires nouvellement émises et d'échanger leurs actions ordinaires contre une somme bonifiée correspondant à 102 % du dividende en trésorerie qu'ils auraient normalement eu le droit de recevoir à la date de versement du dividende applicable. La disponibilité de l'élément dividende bonifié pour les actionnaires a fait augmenter sensiblement la participation au RRD de la société, lui offrant des fonds en caisse supplémentaires pour financer diverses initiatives de croissance.

### **Activités de financement par capitaux d'emprunt**

Le 10 juin 2014, la société a émis pour 200 M\$ de billets à moyen terme non garantis de premier rang venant à échéance le 13 juin 2019 et portant intérêt à un taux annuel de 3,06 %. Le produit net tiré du placement a été utilisé pour rembourser, le 10 juillet 2014, la totalité des billets de premier rang de 200 M\$ qui devaient arriver à échéance le 28 juillet 2014.

En juin 2014, la durée de la facilité de crédit renouvelable a été prolongée; par conséquent, elle vient maintenant à échéance le 31 mai 2018.

Le 30 mai 2014, la société a remboursé l'encours de 50,4 M\$ de l'emprunt à terme de Clowhom, qui devait arriver à échéance le 21 février 2016.

Le 20 octobre 2014, la société a remboursé l'encours de 51,7 M\$ des débentures subordonnées non garanties convertibles à 5,75 % de série C échéant le 31 juillet 2017.

### **Financement de l'acquisition de Ruby**

Pour financer l'acquisition de Ruby, la société a utilisé le produit en trésorerie tiré de son placement de reçus de souscription d'octobre ainsi que des sommes prélevées sur un nouvel emprunt à terme non renouvelable non garanti (la « facilité de crédit liée à l'acquisition »).

Le 1<sup>er</sup> octobre 2014, la société a émis 56,1 millions de reçus de souscription au prix de 16,40 \$ chacun, pour un produit brut d'environ 920 M\$, ce qui comprend l'émission de 7,3 millions de reçus de souscription à l'exercice intégral, à la clôture du placement, de l'option de surallocation qui avait été octroyée aux preneurs fermes.

Le solde du prix d'achat a été financé au moyen d'un prélèvement de 726 M\$ effectué sur la nouvelle facilité de crédit liée à l'acquisition de la société le 6 novembre 2014. La facilité de crédit liée à l'acquisition est de rang égal avec ses obligations non garanties de premier rang, y compris sa facilité de crédit renouvelable existante. La facilité de crédit liée à l'acquisition est d'une durée de deux ans et vient à échéance le 6 novembre 2016; elle porte intérêt à un taux variable coté majoré d'une marge. Les remboursements anticipés sont autorisés, au gré de la société, en tout temps et dans certaines situations, toujours sans prime ni pénalité.

## **DIVIDENDES**

### **Politique**

La politique générale de la société en matière de dividendes consiste à dégager et à maintenir des dividendes mensuels stables et prévisibles au fil du temps, en tenant compte de ses projections de trésorerie distribuable et de ses besoins en investissements de croissance.

Aux actionnaires qui sont inscrits à la clôture des registres le dernier jour ouvrable de chaque mois, la société verse des dividendes mensuels le 23<sup>e</sup> jour du mois qui suit la date de clôture des registres, ou si ce n'est pas un jour ouvrable, le jour ouvrable précédent.

Les porteurs d'actions privilégiées de série A auront le droit de recevoir des dividendes au comptant privilégiés cumulatifs fixes au taux annuel de 4,4 %, à payer trimestriellement. Le taux de dividende sera à nouveau fixé le 30 septembre 2017 et tous les cinq ans par la suite en fonction des taux du marché en vigueur.

Les porteurs d'actions privilégiées de série C auront le droit de recevoir des dividendes au comptant privilégiés cumulatifs fixes au taux annuel de 5,00 %, à payer trimestriellement. Le taux de dividende sera à nouveau fixé le 31 mars 2019 et tous les cinq ans par la suite en fonction des taux du marché en vigueur.

### **Pérennité des dividendes et capacité de production**

La société entend continuer de verser des dividendes, même si elle ne peut le garantir et qu'elle n'y est pas tenue par la loi. La pérennité des dividendes est fonction de plusieurs facteurs, dont :

- le résultat net et les flux de trésorerie qu'elle dégage;
- le maintien continu de la capacité de production de chaque entreprise, tant sur le plan matériel qu'économique;
- la capacité de la société de respecter les clauses restrictives liées à sa dette et de refinancer celle-ci à son échéance;
- la capacité de la société à satisfaire aux exigences réglementaires applicables.

Pour une analyse complète des principaux risques et incertitudes auxquels la société est exposée, il y a lieu de se reporter à la rubrique *Risques* du présent rapport de gestion.

### **Dividendes versés**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la société a déclaré des dividendes sur ses actions ordinaires de 227,2 M\$ (199,7 M\$ en 2013), dont 146,0 M\$ (155,4 M\$ en 2013) ont été versés au comptant aux porteurs d'actions ordinaires et 81,2 M\$ (44,3 M\$ en 2013) ont été versés en actions ordinaires émises au titre du RRD.

### **Restrictions visant les dividendes**

La capacité de la société de verser des dividendes aux porteurs d'actions ordinaires dépend des modalités prévues dans certaines conventions de financement et de garantie. La facilité de crédit renouvelable restreint la capacité qu'a la société de verser des dividendes aux porteurs d'actions ordinaires lorsque survient ou se poursuit une quelconque défaillance. Au 31 décembre 2014, aucune défaillance aux termes de ces conventions qui soit susceptible de limiter le versement des dividendes n'était survenue ni n'avait cours.

Les investissements que la société a réalisés dans ses secteurs d'activité ont été sous forme d'emprunts et de placements en actions dans des sociétés de personnes ou des sociétés par actions qui comptent parmi ses filiales. En général, hormis les restrictions imposées par les clauses restrictives des conventions de crédit, il n'existe pas de restriction d'ordre juridique ou pratique qui empêche ces filiales de transférer à la société des fonds tirés de leurs activités d'exploitation, si ce n'est que les sociétés par actions qui sont des filiales doivent satisfaire aux critères de liquidité et de solvabilité prévus par les lois sur les sociétés s'appliquant à elles.

### **Dividendes versés et à verser relativement à la trésorerie provenant des activités d'exploitation et au résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires**

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
(en millions de dollars)	2014	2013	2014	2013
Trésorerie provenant des activités d'exploitation	71,2	83,7	214,6	217,4
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	21,0	12,6	52,4	53,2
Dividendes nets versés et à verser	66,3	50,3	227,2	199,7
Moins les dividendes versés en actions ordinaires au titre du RRD	(42,4)	(11,1)	(81,2)	(44,3)
Dividendes versés et à verser	23,9	39,2	146,0	155,4
Excédent de trésorerie provenant des activités d'exploitation sur les dividendes nets versés et à verser	47,3	44,5	68,6	62,0
Insuffisance du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires sur les dividendes nets versés et à verser	(2,9)	(26,6)	(93,6)	(102,2)

L'excédent de trésorerie provenant des activités d'exploitation sur les dividendes nets versés et à verser représente les fonds affectés aux investissements de maintien, l'amortissement prévu de la dette à long terme ainsi que la trésorerie que la société conserve pour financer sa croissance.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est généralement inférieur aux dividendes versés et à verser, étant donné que le résultat net tient compte de certaines charges hors trésorerie, comme les charges d'amortissement et l'impôt différé, et qu'il peut aussi comprendre des profits et des pertes de change latents et des profits et pertes de juste valeur, éléments qui n'entrent pas dans le calcul du montant de la trésorerie disponible pour le versement des dividendes.

## INSTRUMENTS FINANCIERS

La société et ses entreprises sous contrôle conjoint concluent périodiquement des contrats de couverture des taux d'intérêt en vue de gérer l'exposition aux taux d'intérêt. Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2014, la quote-part du résultat net de York Energy Centre rendait compte d'une perte latente à la valeur de marché d'un montant respectif de 3,8 M\$ et de 12,3 M\$ (2,8 M\$ et 9,2 M\$ après impôt) associée à ces contrats de couverture. Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2013, la quote-part du résultat net de York Energy Centre rendait compte d'un profit latent à la valeur de marché d'un montant respectif de 2,0 M\$ et de 13,8 M\$ (1,5 M\$ et 10,4 M\$ après impôt).

En 2014, la société a conclu des contrats de change à terme afin de gérer le risque de change lié à l'acquisition de Ruby. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la société a inscrit un profit réalisé de 38,7 M\$ (33,9 M\$ après impôt) associé aux contrats de change à terme, qui est inclus au poste « Change et autres » à l'état consolidé du résultat global, sous le secteur Siège social (néant au 31 décembre 2013). Comme les contrats sont venus à échéance en novembre 2014, la société n'a comptabilisé aucun profit latent ni aucune perte latente sur contrats de couverture de change au 31 décembre 2014 (néant au 31 décembre 2013).

Au 31 décembre 2014, la valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers de la société s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Actifs financiers au coût amorti	Passifs financiers au coût amorti	Instruments non financiers	Total	Juste valeur <sup>1)</sup>
<b>Actif</b>					
Trésorerie et placements à court terme	51,4			51,4	51,4
Trésorerie soumise à restrictions	4,9			4,9	4,9
Distributions à recevoir	45,6			45,6	45,6
Créances d'exploitation et produits à recevoir	55,7			55,7	55,7
Montant à recevoir d'une entreprise sous contrôle conjoint	45,6			45,6	45,6
Actifs détenus en vue de la vente	5,7		33,2	38,9	5,7
Participations détenues au coût	1 660,2			1 660,2	1 660,2
Autres actifs	1,6		16,8	18,4	1,6
<b>Passif</b>					
Dettes d'exploitation, intérêts à payer et charges à payer		68,7	2,0	70,7	68,7
Dividendes à payer		8,0		8,0	8,0
Passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente		3,6		3,6	3,6
Créances de premier rang		1 811,4		1 811,4	1 864,3
Autres passifs à long terme		14,3	38,5	52,8	14,3

1) La juste valeur ne tient pas compte des instruments non financiers.

Au 31 décembre 2013, la valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers de la société s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Actifs financiers au coût amorti	Passifs financiers au coût amorti	Instruments non financiers	Total	Juste valeur <sup>2)</sup>
<b>Actif</b>					
Trésorerie et placements à court terme	25,2			25,2	25,2
Trésorerie soumise à restrictions	3,7			3,7	3,7
Distributions à recevoir	46,2			46,2	46,2
Créances d'exploitation et produits à recevoir	60,0			60,0	60,0
Montant à recevoir d'une entreprise sous contrôle conjoint	48,1			48,1	48,1
Actifs détenus en vue de la vente	4,3		53,0	57,3	4,3
Autres actifs	1,6		13,3	14,9	1,6
<b>Passif</b>					
Dettes d'exploitation, intérêts à payer et charges à payer		47,7	2,4	50,1	47,7
Dividendes à payer		13,2		13,2	13,2
Passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente		3,3		3,3	3,3
Créances de premier rang		1 187,5		1 187,5	1 226,3
Déventures subordonnées convertibles		86,2		86,2	91,6
Autres passifs à long terme		10,2	38,3	48,5	10,2

2) La juste valeur ne tient pas compte des instruments non financiers.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013, la société a comptabilisé en résultat les montants suivants :

	2014	2013
Total de la charge d'intérêts, comptabilisée dans les autres passifs financiers, calculé selon la méthode du taux d'intérêt effectif	58,7	61,9

### **Justes valeurs**

La juste valeur correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties bien informées et consentantes agissant en toute liberté, dans des conditions de pleine concurrence.

La juste valeur des instruments financiers compris dans la trésorerie et les placements à court terme, la trésorerie soumise à restrictions, les distributions à recevoir, les créances d'exploitation et produits à recevoir, le montant à recevoir d'une entreprise sous contrôle conjoint, les autres actifs, les dettes d'exploitation, les intérêts à payer, les charges à payer, les dividendes à payer, les reçus de souscription à payer et les autres passifs non courants avoisine leur valeur comptable en raison de la nature ou de l'échéance rapprochée de ces éléments. La juste valeur de la participation dans Ruby avoisine la valeur comptable du fait que la date d'acquisition est très rapprochée de la date de clôture de l'exercice. La juste valeur de la dette de premier rang est calculée par actualisation des flux de trésorerie futurs selon un taux d'actualisation estimatif établi d'après les taux des obligations d'État, majorés des pourcentages prévus pour des instruments assortis d'une notation similaire qui présentent un profil de risque comparable. La juste valeur des débetures subordonnées convertibles est évaluée selon les cours du marché.

Les PCGR des États-Unis établissent une hiérarchisation de la juste valeur selon que cette valeur est établie en fonction de données du marché obtenues de sources indépendantes de l'entité présentant l'information financière ou en fonction des hypothèses formulées par l'entité à partir de l'information la plus précise disponible dans les circonstances. Les niveaux de la hiérarchie de la juste valeur sont les suivants :

Niveau 1 : La juste valeur est établie à partir de données reflétant des prix (non rajustés) cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou des passifs identiques.

Niveau 2 : La juste valeur est établie à partir de données observables de marché, autres que les prix cotés visés au niveau 1, liées à l'actif ou au passif concerné, soit directement, soit indirectement.

Niveau 3 : La juste valeur est établie à partir de données qui ne sont pas fondées sur des données observables de marché.

La société a classé la dette de premier rang au niveau 2.

Les instruments financiers évalués à la juste valeur au 31 décembre 2014 étaient les suivants :

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Trésorerie et placements à court terme		51,4		51,4
Trésorerie soumise à restrictions		4,9		4,9
Participations détenues au coût			1 660,2	1 660,2

### **Échéancier des passifs financiers**

Les tableaux ci-après présentent les passifs financiers de la société à la date de clôture, classés en fonction de leur durée résiduelle, c'est-à-dire la durée à courir jusqu'à leur échéance contractuelle. Les montants présentés représentent les flux de trésorerie non actualisés.

Voici l'échéancier des passifs financiers au 31 décembre 2014.

(en millions de dollars)	Moins de 1 an	1 an à 3 ans	4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes d'exploitation, intérêts à payer et charges à payer	68,7			
Dividendes à payer	8,0			
Passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente	3,6			
Créances de premier rang	11,5	1 173,1	393,7	233,1
Autres passifs à long terme		14,3		

Voici l'échéancier des passifs financiers au 31 décembre 2013.

(en millions de dollars)	Moins de 1 an	1 an à 3 ans	4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes d'exploitation, intérêts à payer et charges à payer	47,7			
Dividendes à payer	13,2			
Passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente	3,3			
Créances de premier rang	212,4	235,2	493,2	246,7
Déventures subordonnées convertibles			86,2	
Autres passifs à long terme		10,2		

## **OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS CONTRACTUELS**

Le 30 mars 2012, les entreprises de la société comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, soit Aux Sable Liquid Products, L.P., Aux Sable Canada L.P., Aux Sable Extraction LP et Aux Sable Canada Ltd., se sont vu signifier une réclamation relativement à l'interprétation différente de certaines modalités du contrat de vente de LGN. Le 18 mars 2013, cette déclaration a officiellement été déposée contre ces entités mises en équivalence. Du fait de sa participation à leur capital, la quote-part du risque revenant à la société est d'environ 13,0 M\$ US (42,7 %). D'autres divergences d'opinions ont également été soulevées en ce qui a trait à l'interprétation de certaines clauses du contrat de vente de LGN portant sur des années qui ne font l'objet actuellement d'aucune réclamation. La société a comptabilisé un montant minimal estimatif qui, selon sa fourchette prévisionnelle, pourrait devoir être versé en guise de règlement de ces réclamations. Pour l'heure, la société n'est pas à même de prévoir l'issue probable de cette affaire. Elle continuera néanmoins d'évaluer la question, et le montant de la perte comptabilisée pourrait changer au cours des périodes à venir.

La société appellera de la décision rendue le 26 février 2015 par un tribunal de l'Ontario à l'égard d'une requête intentée par Energy Fundamentals Group Inc. (« EFG ») en vue de solliciter une déclaration selon laquelle, entre autres, l'option d'acquiescer jusqu'à 20 % de la participation en actions de Veresen dans le terminal de LGN de Jordan Cove et les actifs connexes de Coos Bay, en Oregon, qui avait été consentie à EFG en vertu d'une entente signée par les parties en 2015, continue de s'appliquer au projet proposé de terminal d'exportation de LGN de Jordan Cove. Dans sa décision, le tribunal a déclaré, entre autres choses, que l'option continuait de s'appliquer au projet proposé de terminal d'exportation de LGN de Jordan Cove. L'avis d'appel doit être signifié dans un délai de 30 jours suivant la date à laquelle la décision a été rendue.

En septembre 2014, Aux Sable s'est vu signifier par l'Environmental Protection Agency des États-Unis (« EPA ») un avis d'infractions à la loi intitulée *The Clean Air Act* relativement au programme de détection et de colmatage des fuites, ainsi qu'à d'autres dispositions connexes de la loi portant sur le permis d'exploitation de l'installation d'Aux Sable à Channahon (Illinois). Dans le cadre de la préparation actuelle de sa réponse à cet avis d'infractions, Aux Sable a découvert ce qu'elle croit être des dépassements supplémentaires des limites actuellement autorisées en matière de matières organiques volatiles. Aux Sable a engagé des pourparlers avec l'EPA en vue d'évaluer les incidences que pourraient avoir ces questions ainsi que les solutions qui pourraient y être trouvées à terme. Pour l'heure, la société n'est pas en mesure d'estimer de façon raisonnable les conséquences financières, s'il en est, que l'issue de ces discussions pourrait avoir pour elle.

Voici l'échéancier des obligations contractuelles pour les cinq prochaines années et les années subséquentes.

(en millions de dollars)	Échéances par période				
	Total	Moins de un an	1 an à 3 ans	4 à 5 ans	Après 5 ans
Créances de premier rang	<b>1 811,4</b>	11,5	1 173,1	393,7	233,1
Contrats de location simple	<b>54,9</b>	6,3	10,7	9,1	28,8
Autres obligations à long terme	<b>54,8</b>	2,0	14,3	-	38,5
	<b>1 921,1</b>	19,8	1 198,1	402,8	300,4

## **RISQUES**

Les objectifs commerciaux de la société, sa situation financière, ses occasions d'affaires futures et sa réputation sont touchés par des risques et incertitudes. La société cherche à gérer ces risques et incertitudes de manière équilibrée afin de les atténuer tout en optimisant par ailleurs le rendement total pour les actionnaires. C'est à la haute direction et au chef fonctionnel de chaque secteur qu'il incombe de repérer les risques propres à chaque entreprise et de les gérer efficacement, notamment par la mise en place de stratégies, de politiques, de processus et de systèmes de gestion des risques. Parmi les stratégies en matière de gestion des risques, on compte notamment le recours à un programme d'assurance de tiers conservateur, la conclusion d'opérations de couverture financière visant des risques précis, la mise en œuvre de politiques et de pratiques internes en vue d'optimiser les fonctions, dont la gestion de projets, la conformité en matière de sécurité, d'environnement et de

réglementation, et la préservation de la réputation de la direction. La société est exposée aux risques commerciaux communs aux entreprises ainsi qu'aux risques commerciaux associés à ses secteurs des gazoducs, des activités médianes et de la production d'énergie. Alors que certains risques et incertitudes sont systémiques et liés au marché, d'autres sont soit communs à toutes les entreprises de la société, soit propres à chacun de ses secteurs des gazoducs, des activités médianes ou de la production d'énergie. Les principaux risques et incertitudes auxquels font face les entreprises de la société sont présentés ci-après.

### **Risques propres à l'entreprise**

#### ***Risques propres au secteur des gazoducs***

##### Prolongation des contrats de transport – offre et demande

Alliance, Ruby et AEGS tirent leur chiffre d'affaires de contrats de transport dont les durées sont variables. Les contrats d'Alliance, pour la majeure partie, valent jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2015. La durée moyenne pondérée des principaux contrats de Ruby est d'environ neuf ans à compter de novembre 2014. Les contrats d'AEGS, pour la majeure partie, valent jusqu'au 31 décembre 2018. Après ces dates, les contrats de transport et les produits qui en sont tirés sont fonction de divers facteurs, dont l'offre et la demande de gaz naturel et d'éthane pour Alliance et AEGS, respectivement, produits dans l'ouest du Canada, l'offre et la demande de gaz naturel produit dans les Rocheuses américaines pour Ruby, ainsi que la capacité de ces gazoducs de soutenir la concurrence en termes d'offre et de demande sur leurs réseaux respectifs.

L'offre dépend de divers facteurs, dont :

- l'étendue des travaux de prospection et de forage, des réserves et de la production du gaz naturel;
- les prix du gaz naturel et des LGN;
- le prix et la composition du gaz naturel disponibles d'autres sources au Canada et aux États-Unis;
- la disponibilité du gaz naturel en excédent de la demande intérieure, à des fins d'exportation;
- le cadre réglementaire au Canada et aux États-Unis;
- les pratiques de tarification des transporteurs concurrents.

La demande de gaz naturel est tributaire notamment des conditions météorologiques, des prix, de la consommation et de l'existence de sources d'énergie de rechange. À l'expiration des contrats de transport existants, Alliance et Ruby pourraient devoir affronter, pour leurs livraisons sur Chicago et le nord-ouest du Pacifique, respectivement, la concurrence tant des gazoducs existants que des projets de gazoducs en cours de réalisation. Toute construction ou mise à niveau de gazoducs existants pourrait donner aux expéditeurs et aux gazoducs concurrents un plus grand accès aux marchés du gaz naturel que desservent Alliance et Ruby et les gazoducs auxquels celles-ci sont reliées. La concurrence pourrait offrir aux expéditeurs des services de transport du gaz naturel plus attrayants que ceux d'Alliance et de Ruby du fait de leur emplacement, de leurs installations ou d'autres facteurs. En outre, les gazoducs concurrents pourraient demander des tarifs ou offrir des services de transport vers des emplacements généralement plus lucratifs pour les expéditeurs, ce qui pourrait nuire au résultat et aux flux de trésorerie d'Alliance et de Ruby.

En ce qui a trait à Alliance, la capacité pipelinère excédentaire pour transporter le gaz naturel en provenance du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et une baisse soutenue du prix du gaz naturel et du pétrole brut pourraient entraîner une réduction importante ou un report des investissements dans les projets de mise en valeur de gaz en amont et compliquer la renégociation des contrats de la société avec Alliance. En outre, l'offre supplémentaire provenant des nouveaux projets de gaz de schiste, notamment en provenance des formations schisteuses de Marcellus et d'Utica, pourrait supplanter le gaz du BSOC pour alimenter le centre-ouest des États-Unis, entraînant une hausse du risque lié à la renégociation des contrats.

Comme 92 % des contrats de service actuels d'Alliance viennent à échéance le 1<sup>er</sup> décembre 2015, Alliance a déposé une demande auprès de l'ONÉ aux fins d'approbation d'une nouvelle offre de services. Cette nouvelle offre de services propose une gamme de services de transport de gaz riche requis pour l'utilisation continue de la capacité de transport d'Alliance et la génération de produits d'exploitation suffisants pour répondre à ses besoins de financement. Alliance a signé avec plusieurs expéditeurs des contrats préalables exécutoires garantissant plus de 95 % de la capacité cible totale au moyen d'une combinaison de services de collecte et de plein parcours, avec une durée de contrat moyenne de près de cinq ans. Rien ne garantit qu'Alliance obtiendra l'approbation de l'ONÉ dans une mesure qui conviendra à la société.

En ce qui a trait à Ruby, le niveau des engagements au titre du transport sur le gazoduc Ruby pourrait être restreint par l'approvisionnement réduit en provenance des Rocheuses américaines en raison de la faiblesse des prix du gaz naturel. La production de gaz naturel des Rocheuses américaines peut également être transportée d'autres façons à partir du bassin vers le centre-ouest et le nord-ouest des États-Unis par des gazoducs concurrents. Même si le rapport entre l'offre et la demande aux États-Unis suggère que l'approvisionnement futur des Rocheuses américaines privilégiera la Côte Ouest américaine, rien ne garantit

que la demande sur la Côte Ouest américaine ou les occasions d'exportation vers celle-ci se concrétiseront au point d'assurer que Ruby aura accès à des volumes suffisants à des prix suffisamment élevés pour maintenir ses produits d'exploitation et ses flux de trésorerie. Ce risque est atténué par la participation que la société détient dans des titres de participation privilégiés convertibles de Ruby, qui lui confère le droit de recevoir une distribution annuelle fixe avant que toute distribution soit faite aux porteurs d'actions ordinaires.

En ce qui a trait à AEGS, la demande d'éthane expédié par AEGS est tributaire de deux importantes sociétés du secteur pétrochimique, propriétaires-exploitants d'installations pétrochimiques de calibre mondial situées en Alberta. Si, pour une quelconque raison, l'une de ces sociétés clientes, ou toute société la remplaçant, devait cesser d'exploiter ces installations ou encore réduire ou éliminer par quelque autre moyen les quantités d'éthane qu'elle achète, cela pourrait réduire le volume d'éthane transporté par AEGS et, du coup, les résultats financiers et les flux de trésorerie de la société. Ce risque est atténué par les contrats d'achat ferme conclus par AEGS avec des expéditeurs jusqu'en 2018.

Rien ne garantit qu'Alliance, AEGS et Ruby seront en mesure de remplacer les engagements contractuels des expéditeurs ou de ces contrats à leur expiration selon des modalités similaires aux contrats de transport toujours en vigueur.

#### Réglementation tarifaire

Alliance est assujettie à la réglementation fédérale de l'ONÉ au Canada et à celle de la FERC aux États-Unis, AEGS est régie par la réglementation provinciale de l'Alberta Utilities Commission et Ruby, par la réglementation fédérale de la FERC aux États-Unis. La capacité des gazoducs de la société de dégager des résultats et des flux de trésorerie pourrait se trouver diminuée par des modifications apportées à la réglementation des gazoducs, dont :

- des changements dans l'interprétation de la réglementation actuelle par les tribunaux ou les organes de réglementation;
- l'exclusion d'un quelconque montant au titre du coût du service;
- toute autre révision défavorable de leurs barèmes tarifaires respectifs ou des conditions de prestation des services.

Dans le cas d'Alliance, sa capacité de dégager des résultats et des flux de trésorerie pourrait être compromise si les organismes de réglementation n'approuvaient pas les propositions de nouvelles offres de services et les méthodes d'établissement des droits de péage.

#### Recouvrement des investissements

En application des règlements de l'ONÉ et de la FERC, Alliance est autorisée à recouvrer auprès des expéditeurs les coûts réellement et raisonnablement engagés pour la construction et l'exploitation de son réseau. Alliance a des contrats fermes de transport visant 92 % de sa capacité jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2015. Alliance a réalisé d'importants progrès au chapitre du renouvellement des contrats avec les expéditeurs pour les années postérieures à 2015, et des ententes préalables visant 95 % de la capacité cible totale étaient en place en février 2015, avec une durée de contrat moyenne de près de cinq ans. Au-delà de cet horizon, Alliance est exposée au risque économique liée au recouvrement des investissements.

#### ***Risque propre à Alliance et à Aux Sable***

##### Risque lié à l'interdépendance

Il existe une grande interdépendance entre Alliance et Aux Sable, du fait que ces sociétés sont liées par leurs participations majoritaires conjointes. Si, pour quelque motif que ce soit, Aux Sable devait se trouver dans l'incapacité de fournir à Alliance U.S. des services de gestion du contenu calorifique, le gazoduc Alliance et les expéditeurs qui y font appel pourraient éprouver des difficultés d'ordre opérationnel, qui pourraient aller jusqu'à une interruption ou une réduction du service de transport du gazoduc Alliance. À l'inverse, le volume et la composition d'entrées de gaz naturel auxquelles Aux Sable a accès dépendent des volumes transportés par le gazoduc Alliance, particulièrement sujets au jeu de l'offre et de la demande, notamment les pressions de la concurrence exercée par d'autres réseaux pipeliniers, et au bon fonctionnement du gazoduc Alliance.

#### ***Risques propres à Veresen Midstream***

##### Débit de gaz naturel

À l'instar des activités médianes de l'industrie du gaz naturel, Veresen Midstream s'expose au risque d'un plus faible débit que pourraient occasionner des baisses éventuelles de la production, tout particulièrement lorsque les activités de forage diminuent dans le secteur. Les résultats et les flux de trésorerie générés par les actifs Hythe-Steepprock sont protégés contre le risque lié au volume, car la CSI à long terme visant Hythe-Steepprock conclue avec Encana est un contrat d'achat ferme. Les actifs de Dawson sont assortis d'un contrat de services facturés à l'utilisation d'une durée de 30 ans. La société est d'avis que le risque de baisse de débit relativement

aux actifs de Dawson est réduit en raison de garanties commerciales, notamment de protections sur le plan financier. En outre, des efforts sur le plan commercial sont en cours en vue d'attirer des volumes supplémentaires de tierces parties vers les installations de la société. De plus, le risque lié au volume est atténué du fait de la cadence élevée des activités de prospection et de mise en valeur dans la région de production de Montney en Colombie-Britannique et en Alberta, où sont situés les actifs de Veresen Midstream, une zone largement reconnue comme l'une des zones de ressources de gaz naturel les plus prometteuses et compétitives en Amérique du Nord.

### ***Risques propres au secteur de la production d'énergie***

#### ***Risque lié à l'approvisionnement en gaz***

L'exploitation des centrales au gaz et des réseaux d'énergie de quartier de London passe par la livraison de gaz naturel. Si l'approvisionnement en gaz naturel de l'une de ces installations venait à manquer, cela pourrait compromettre la capacité de la société à produire de l'électricité ou, dans le cas des centrales de cogénération, de la vapeur ou de l'eau distillée, ce qui pourrait faire baisser le résultat et les flux de trésorerie de la société. Ces installations comptent sur les livraisons de gaz naturel par gazoduc ainsi que sur le fonctionnement ininterrompu et intégré du réseau d'approvisionnement nord-américain. La société tente de contrer ce risque en s'approvisionnant en gaz naturel dans les grands centres et en concluant des contrats fermes de livraison avec de grands transporteurs de gaz naturel.

### **Risques liés au prix du marché**

#### ***Risque marchandise***

Les résultats financiers et les flux de trésorerie de la société sont exposés aux fluctuations des cours de certaines matières premières. Les risques les plus importants concernent le secteur des activités médianes d'Aux Sable où les marges sur les LGN dépendent principalement de l'écart entre le cours du gaz naturel et les cours de l'éthane, du propane, du butane et des condensats. Le gaz naturel constitue le principal élément de coûts entrant dans la production de certains produits à base de LGN. Les cours de l'éthane, du propane, du butane et des condensats subissent l'effet de divers facteurs, dont le jeu de l'offre et de la demande pour ces produits et les cours du pétrole brut. Le contrat de vente de LGN d'Aux Sables a été passé avec une société énergétique intégrée de calibre international, ce qui permet d'atténuer le risque de baisse que posent de faibles prix pour les LGN, tout en profitant des hausses importantes que lui rapportent des marges favorables sur les LGN.

Aux Sable Canada peut posséder des propriétés gazières à plusieurs endroits sur le gazoduc d'Alliance par suite de la conclusion des conventions relatives à la prime sur le gaz riche. Dans le cadre de ces conventions, Aux Sable a mis en place des ententes en matière de mise en marché, de transport et de commercialisation du gaz naturel en vue de soutenir et de gérer l'approvisionnement en gaz naturel riche en liquides de l'usine de Channahon. Cette activité peut exiger d'Aux Sable l'achat et la vente de gaz naturel et le maintien d'une capacité de transport sur le gazoduc d'Alliance ou les systèmes de transport adjacents, de manière à réduire l'exposition aux prix des matières premières ou d'écarts avec les prix de référence. Ces écarts subissent l'effet de nombreux facteurs, notamment les phénomènes météorologiques et les prévisions, le jeu de l'offre et de la demande régionales et les prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Ces facteurs pourraient entraîner une variation importante des résultats financiers d'Aux Sable après novembre 2015. Par contre, Aux Sable continue à mettre en place des stratégies visant à réduire cette variabilité.

La société est aussi exposée aux fluctuations des coûts de l'énergie dans certaines installations énergétiques où le coût du combustible ne peut entièrement être recouvert. Comme une grande part des résultats financiers du secteur de la production d'énergie provient de paiements fixes fondés sur la puissance installée, les résultats financiers restent généralement assez insensibles aux variations des tarifs de l'électricité et des prix du gaz naturel.

Pour atténuer davantage son exposition aux fluctuations des cours des matières premières et se prémunir contre le risque qui en découle, la société a parfois recours à des instruments dérivés comme des swaps, des contrats à terme et des options. Ces activités sont attentivement suivies par la haute direction ou le comité de gestion des risques, en plus de faire l'objet de contrôles et politiques de gestion du risque particuliers. Dans la mesure où ces instruments se qualifient pour la comptabilité de couverture, les profits ou pertes qui en découlent sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

#### ***Risque de financement ou de liquidité***

Pour financer ses activités et assurer sa croissance, la société compte sur les flux de trésorerie provenant de ses entreprises et sur la possibilité de lever des capitaux soit en empruntant auprès des banques, soit en plaçant des titres de capitaux propres sur les marchés financiers. Les conditions sur ces marchés peuvent changer radicalement et jouer pour beaucoup sur la disponibilité de capital et son coût. Une hausse du coût du

capital se répercuterait directement sur les résultats financiers et les flux de trésorerie de la société et, du coup, sur les rendements pour ses actionnaires. Pour réduire ce risque, la société établit des prévisions afin de confirmer ses besoins de capital et suit une stratégie de financement qui facilite son accès au capital de façon rapide et rentable. Cette stratégie comprend le maintien :

- d'une structure du capital empreinte de prudence à laquelle se greffent des notations de crédit de premier ordre;
- de liquidités suffisantes pour s'acquitter de ses obligations, grâce à des soldes et à des excédents de trésorerie, à ses facilités de crédit renouvelable consenties et à son RRD.

Par cette stratégie, la société cherche à éviter de devoir mobiliser des fonds à un coût ou à des conditions qu'elle juge peu avantageux. Les dernières modifications apportées aux composantes du capital sont décrites à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* du présent rapport de gestion.

### **Risque de change**

Comme une large part de l'actif, du résultat net et des flux de trésorerie de la société est libellée en dollars américains, la valeur comptable et la valeur économique de ces éléments varient en fonction des fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. En 2014, la société a conclu des contrats de change à terme afin de gérer le risque de change lié à l'acquisition de Ruby. Les contrats de change à terme sont décrits plus en détail à la rubrique *Instruments financiers* du présent rapport de gestion. À ce jour, la société n'a eu recours à aucune autre couverture du risque de change lié au montant de son investissement net en dollars américains.

Pour financer ses investissements en dollars américains, la société utilise habituellement les flux de trésorerie nets provenant de ses établissements américains, auxquels se greffent, au besoin, des emprunts en dollars américains. Elle désigne aussi de temps à autre des emprunts en dollars américains comme couvertures de son investissement net en dollars américains dans des établissements étrangers autonomes. Du point de vue comptable et dans la mesure où ces couvertures sont jugées efficaces, les profits ou pertes qui en découlent sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

Au 31 décembre 2014, environ 50 % de l'actif net de la société était libellé en dollars américains. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la société a inscrit un profit de change latent de 69,4 M\$ dans les autres éléments du résultat global à la reconversion de son actif net en dollars américains. Au 31 décembre 2014, si le dollar canadien s'était apprécié ou déprécié de un cent par rapport au dollar américain, toutes les autres variables restant constantes par ailleurs, l'actif total, le résultat net et la trésorerie distribuable auraient diminué ou augmenté respectivement de 23,8 M\$, de 0,1 M\$ et de 1,5 M\$.

### **Risque de taux d'intérêt**

La société finance une partie de ses activités au moyen de capitaux d'emprunt, notamment des titres d'emprunt à taux variable. Dans les cas où les intérêts ne sont pas recouvrables, la société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable et, éventuellement, à des taux fixes plus élevés lorsque vient le temps de refinancer ses emprunts existants. Pour atténuer ce risque, elle cherche à maintenir des notations de crédit de premier ordre et à financer généralement ses actifs de longue durée par des titres d'emprunt à long terme et à taux fixe. Sa dette à taux variable se compose principalement de prélèvements effectués sur les facilités de crédit bancaire qui lui ont été consenties, notamment une facilité de crédit liée à l'acquisition. Pour réduire davantage son exposition aux fluctuations futures des taux d'intérêt, la société a parfois recours à des instruments dérivés, dont des swaps de taux d'intérêt, des tunnels et des contrats de taux à terme. Du point de vue comptable et dans la mesure où ces couvertures sont jugées efficaces, les profits ou pertes qui en découlent sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global. Au 31 décembre 2014, 47 % de la dette à long terme consolidée de la société portait intérêt à taux variable. Au 31 décembre 2014, si les taux d'intérêt appliqués à sa dette à taux variable avaient augmenté ou diminué de 100 points de base, toutes les autres variables restant constantes par ailleurs, le résultat net avant impôt et la trésorerie distribuable auraient chacun baissé ou monté de 8,5 M\$.

Dans le cadre du financement par emprunts de 2010, York Energy Centre a conclu deux couvertures de taux d'intérêt. Ces couvertures, aux termes desquelles York Energy Centre reçoit des taux d'intérêt variables et paie des taux fixes, avaient pour but de gérer son exposition aux variations des taux d'intérêt. Au 31 décembre 2014, l'une de ces couvertures était toujours en place. Les variations futures des taux d'intérêt se répercuteront sur la juste valeur de la couverture restante et, du coup, sur le montant des profits ou des pertes latents comptabilisés au cours de la période au titre de la quote-part du résultat net. Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2014, la quote-part du résultat net du York Energy Centre tient compte d'une perte latente à la valeur de marché liée à ces couvertures s'élevant respectivement à 3,8 M\$ et à 12,3 M\$.

## **Risques d'entreprise courants**

### ***Risque d'investissement***

La stratégie commerciale de la société consiste notamment à valoriser ses actifs existants et à aménager, construire ou acquérir de nouveaux actifs d'infrastructure énergétique de longue durée et de grande qualité. Cette capacité de croissance soutenue subit l'effet de plusieurs risques qui influent sur la possibilité pour elle :

- d'avoir accès à de possibles projets qui lui consentent un avantage stratégique;
- d'obtenir les approbations et permis nécessaires auprès des organismes de réglementation et des organismes responsables de l'environnement;
- d'intégrer les acquisitions de manière optimale et de réaliser les synergies escomptées au départ;
- de mobiliser des capitaux à des conditions avantageuses;
- de mener à terme, dans le respect du calendrier et du budget, des projets d'aménagement rendus à un stade avancé;
- de dégager les résultats d'exploitation et résultats financiers prévus.

Pour atténuer ces risques, la société attend de son personnel clé et, éventuellement, d'experts de l'extérieur, une évaluation approfondie des risques courus et des avantages associés à tout grand projet d'investissement. La société a recours à un processus d'étapes de projet structuré qui assure l'évaluation détaillée des risques, l'utilisation d'une modélisation financière détaillée et l'évaluation des répercussions du projet sur ses résultats financiers, son profil de risque et la structure de son capital. Chaque investissement d'envergure est analysé par la haute direction et le conseil d'administration, qui s'assurent qu'on a satisfait à tous les grands critères d'investissement de la société. Outre des ressources considérables, ces activités demandent de grandes compétences de la part de la direction et, à terme, elles peuvent parfois restreindre la capacité de la société de gérer ses activités courantes, voire d'exploiter d'autres occasions de croissance stratégique qui pourraient se présenter. Des évaluations périodiques des investissements passés sont aussi effectuées dans une démarche d'amélioration de l'exécution de projets de croissance futurs.

### ***Risque de contrepartie***

Dans le cours normal de ses activités et, notamment, pour ce qui concerne la gestion de ses risques financiers, la société est exposée à divers risques liés à ses contreparties. Elle s'expose ainsi à un risque de prix ou de crédit dans les cas où une contrepartie – client, créancier, intermédiaire financier ou autre – ne serait pas à même de s'acquitter de ses obligations contractuelles ou refuserait de le faire, ou encore dans l'éventualité où les conventions auxquelles est partie la société seraient résiliées sans être remplacées pour autant par des conventions assorties de modalités analogues.

La société cherche donc à répartir le risque de crédit commercial sur de nombreuses contreparties, dont la majorité sont des entités du secteur énergétique couramment exposées aux risques de crédit qui y sont usuels et jouissant d'une notation de crédit de premier ordre. Dans la majorité des cas, les contrats passés avec les clients de la société et les risques qui en découlent sont de longue durée. Alliance et Ruby cherchent à atténuer les risques en cause en exigeant des expéditeurs des lettres de crédit ou d'autres garanties convenables, à moins que ceux-ci maintiennent une notation donnée ou qu'ils jouissent d'une situation financière acceptable. En ce qui concerne AEGS, la société dépend principalement de deux clients, en l'occurrence deux grandes sociétés pétrochimiques de calibre mondial dont les installations sont situées en Alberta. AEGS forme un maillon critique pour ces installations pétrochimiques dans l'approvisionnement en éthane comme charges d'alimentation. Dans le cas de Veresen Midstream, la société dépend essentiellement d'Encana, un important producteur de gaz naturel jouissant d'une note de crédit de première qualité. Les produits futurs dépendront d'Encana et de la coentreprise Cutbank Ridge, un partenariat entre Encana et Cutbank Dawson Gas Resources Ltd., filiale de Mitsubishi Corporation qui jouit d'une note de crédit de première qualité. Pour ce qui est des activités médianes d'Aux Sable, les résultats financiers et les flux de trésorerie sont largement tributaires du contrat à long terme de vente de LGN avec l'une des plus grandes sociétés énergétiques intégrées du monde. Les risques de contrepartie associés au secteur de la production d'énergie sont variés et répartis sur de multiples entités (dont plusieurs organismes publics dans le cas des installations de production d'énergie de quartier) et sur des contreparties individuelles dont la notation de crédit est de premier ordre.

La nouvelle offre de services d'Alliance produira un nouveau portefeuille d'expéditeurs qui utiliseront une variété des nouveaux services offerts, créant un amalgame évolutif entre les crédits des expéditeurs et l'exposition au risque. Alliance continuera d'exiger des expéditeurs qu'ils fournissent des lettres de crédit ou d'autres garanties convenables, à moins que ceux-ci maintiennent une notation donnée ou qu'ils jouissent d'une situation financière acceptable. Le risque que les expéditeurs potentiels ne respectent pas leurs engagements est également atténué par l'intérêt marqué à l'égard de la nouvelle offre de services, qui a donné lieu à des demandes importantes d'ententes préalables, surpassant même la capacité garantie disponible.

La société prend d'autres mesures pour gérer les risques de crédit auxquels elle est exposée. Ces mesures, qui sont habituellement dictées par des politiques de placement à court terme et des politiques de crédit liées aux contreparties, portent notamment sur :

- l'évaluation de la santé financière de ses contreparties actuelles et éventuelles;
- l'établissement de plafonds quant au risque couru vis-à-vis d'une quelconque contrepartie;
- l'obtention de garanties, le cas échéant;
- le recours à des ententes contractuelles permettant la compensation des positions associées à une seule et même contrepartie ainsi que d'autres recours.

### ***Risque lié à l'exploitation***

Les entreprises de la société sont toutes exposées à des risques qui découlent de l'exploitation de leurs installations. Ces risques peuvent notamment venir :

- d'avaries ou de pannes de matériel ou de systèmes ou processus informatiques;
- de la sous-utilisation du matériel par rapport aux niveaux d'utilisation initialement prévus (que ce soit en raison d'un mauvais usage, d'une détérioration inattendue ou de vices de conception, de construction ou de fabrication);
- d'un approvisionnement en pièces de rechange insuffisant;
- d'erreurs commises par l'exploitant;
- de conflits de travail, d'incendies, d'explosions, de fractures, d'actes de terrorisme ou de sabotage et d'autres événements similaires, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la société.

La survenance ou la continuation de l'un ou l'autre de ces événements pourrait faire baisser les résultats financiers et les flux de trésorerie.

La société et ses entreprises utilisent diverses méthodes d'inspection et de surveillance pour assurer l'intégrité de leurs installations et réduire le plus possible les interruptions de systèmes. Elles ont en outre mis en place des politiques de sécurité, des procédures de rétablissement du service en cas de sinistre et une couverture d'assurance qui sont acceptables selon les normes du secteur. Cependant, rien ne garantit que ces mesures parviendront à empêcher la survenance d'événements nuisant aux activités de ses entreprises ou que le produit des assurances suffira à couvrir le manque à gagner en termes de résultats ou de flux de trésorerie.

### ***Risque de concurrence***

Toutes les entreprises de la société exercent leurs activités sur des marchés compétitifs où elles doivent soutenir la concurrence d'autres entreprises. La quasi-totalité d'entre elles ont conclu des contrats à long terme assortis d'échéances variables, étalées de manière à atténuer les effets d'une telle concurrence. Rien ne garantit, en revanche, que ces ententes demeureront en vigueur ni qu'elles seront remplacées par des ententes assorties de modalités analogues. Par conséquent, les résultats financiers et les flux de trésorerie futurs de la société sont sujets au jeu de la concurrence, en particulier chaque fois que l'un de ses contrats vient à expiration.

La société doit également se mesurer à d'autres entreprises pour ce qui est des débouchés et des possibilités de développement, ce qui pourrait se répercuter sur sa capacité de prendre de l'expansion par la voie d'acquisitions.

### ***Risque lié à l'environnement, à la santé et à la sécurité***

En matière d'environnement, de santé et de sécurité, les entreprises de la société sont assujetties à des lois fédérales, provinciales, étatiques et locales et à leurs règlements d'application qui leur imposent, comme à toute autre entreprise évoluant dans leur secteur d'activité ou sur leur territoire, d'importantes contraintes, notamment sur le plan des rejets polluants dans l'air, dans la terre ou dans l'eau. Pour faire face à des déversements de leurs produits, à des excédents d'émissions polluantes ou à d'autres événements fortuits, ses installations pourraient donc encourir :

- des amendes ou des pénalités;
- des interruptions de production;
- des blessures chez son personnel, ses sous-traitants ou le public en général;
- des coûts de décontamination environnementale;
- des suppléments de coûts liés à la conformité.

La société est aussi exposée à des modifications possibles de ces lois et règlements, notamment en matière d'émissions d'oxydes nitreux et de gaz à effet de serre (« GES »), qui pourraient entraîner un resserrement des exigences de conformité, avec les coûts que cela entraîne. Les entreprises de la société pourraient également devoir se heurter à l'opposition de groupes d'intérêts particuliers, ce qui pourrait entraîner des retards dans son calendrier et une augmentation des coûts en cause. Ces groupes de pression peuvent influencer sur le cours des décisions en prenant une part active aux diverses procédures des organes de réglementation.

Dans le cadre de son processus de consultation, les entreprises de la société rencontrent donc des groupes autochtones, des propriétaires fonciers, divers groupes d'intérêts spéciaux ainsi que des représentants de comtés et de municipalités des localités visées. Cette consultation des principaux intervenants vise à renseigner les membres du public directement concernés sur la nature des activités de la société, en vue de mieux répondre à leurs préoccupations. Cependant, cette consultation ne saurait à elle seule assurer que tous les risques associés à l'opposition des collectivités visées sauront être contrés avec succès.

La société n'est au courant d'aucune ordonnance, amende ou pénalité ni d'un quelconque litige auxquels ses entreprises seraient parties en matière d'environnement, de santé ou de sécurité.

Le comité sur l'environnement, la santé et la sécurité, qui relève du conseil d'administration de la société, coordonne l'action de ses entreprises en la matière. Alliance et Aux Sable ont aussi institué le leur, qui relève de leur conseil d'administration respectif. Outre les comptes qu'ils doivent rendre à intervalles réguliers, ces comités veillent au respect de la politique générale de la société en matière d'environnement, de santé et de sécurité et, notamment, au respect des lois et règlements concernés, ainsi qu'au maintien de milieux de travail sains et sûrs tant pour le personnel que pour les collectivités visées. En guise de soutien à cet engagement, la société s'est dotée de politiques, programmes et pratiques, notamment, sur les plans de la fixation d'objectifs de rendement et des comptes à rendre à la haute direction. Ces politiques, programmes et pratiques sont gérés par du personnel d'expérience qui les revoit à intervalles réguliers et les révisé de manière qu'ils restent conformes à la législation, à la réglementation et aux pratiques du secteur.

#### ***Risque lié à la cessation d'exploitation d'installations***

Il incombe à chacune des entreprises de la société de suivre l'évolution des lois et de la réglementation s'appliquant à la cessation d'exploitation d'installations à la fin de leur durée d'utilité respective, de s'y conformer et d'en assumer les coûts. Ces coûts de cessation d'exploitation sont fonction des exigences de la réglementation en vigueur, qu'il ne saurait être possible de déterminer à l'avance. Les coûts découlant de ces obligations légales sont passés en charges dès lors qu'il est possible de les chiffrer de manière raisonnable.

#### ***Risque lié aux assurances***

Dans le cours normal de ses activités, la société souscrit et maintient une garantie d'assurance en vue de se prémunir contre certains risques moyennant des limites et des franchises jugées raisonnables et prudentes. Les assurances ne couvrent pas toutes les éventualités en raison des exclusions usuelles ou d'une disponibilité limitée et, dans certains cas, la société peut juger excessif le coût de certaines assurances par rapport aux risques couverts. Par ailleurs, rien ne garantit que les assurances demeureront disponibles à des conditions raisonnables sur le plan commercial, que leur garantie se révélera adéquate ou que les assureurs seront à même de s'acquitter de leurs obligations en cas de sinistre.

#### ***Risque lié à la propriété conjointe***

Plusieurs entreprises et biens importants de la société sont détenus conjointement avec d'autres parties et régis soit par des contrats de société, soit par des conventions entre actionnaires. Certaines décisions touchant ces entreprises doivent donc être approuvées à la majorité simple, alors que d'autres nécessitent l'approbation de tous les propriétaires. Même si la société estime qu'elle fait preuve de prudence en ce qui a trait à sa structure de gouvernance et à ses droits contractuels, rien ne garantit qu'elle n'aura pas, avec ses associés, des différends qui pourraient nuire à ses activités ou à ses flux de trésorerie.

#### ***Risque lié aux exploitants tiers***

Certains des actifs de la société sont exploités par des entités tierces non liées. La réussite commerciale de ces actifs est en partie tributaire du savoir-faire de ces entités et de leur capacité d'exploiter et d'entretenir ces actifs. Alors que la société se fie au jugement et au savoir-faire en matière d'exploitation de ces exploitants, elle atténue ce risque en exerçant un encadrement prudent de la gestion et en se fiant aux exploitants qui présentent une feuille de route irréprochable en termes de réussite relativement à l'exploitation d'actifs analogues.

#### ***Risque lié aux projets de développement***

Dans son processus normal de croissance, la société prend part à la conception, à la construction et à l'exploitation de nouvelles installations. L'élaboration de nouveaux projets peut exiger des investissements importants pour les études techniques préliminaires, les études d'impact environnemental, l'obtention des permis et d'autres aspects juridiques, avant même que la société puisse en établir la faisabilité et la viabilité économique. Si un projet n'est pas mené à terme ou que son rendement d'exploitation n'est pas à la hauteur des attentes, il se peut que la société ne soit pas à même de recouvrer ses investissements. La société doit composer avec le risque que les projets en voie d'aménagement ou de construction ne soient pas réalisés dans les temps et budgets prévus, ou encore qu'ils soient abandonnés avant terme. De plus, de multiples facteurs peuvent entraîner des retards ou des hausses des coûts.

À l'occasion, la société peut passer des commandes de matériel et verser des acomptes à cet égard du fait des longs délais de livraison, ou encore réaliser des travaux avant d'avoir obtenu la totalité des permis et des licences nécessaires. Elle ne le fait que lorsqu'elle peut raisonnablement penser que ces permis et licences lui seront délivrés en temps voulu et avant qu'elle ait à régler le plein prix d'achat du matériel. Cependant, tout retard dans l'obtention des permis ou licences ou carrément l'incapacité de la société de les obtenir pourraient nuire à ses résultats et à ses flux de trésorerie.

L'élaboration des projets est approuvée au cas par cas après analyse de leur utilité stratégique, de leurs risques inhérents et des rendements financiers attendus. Pour chaque projet, la société a recours à un processus structuré qui prévoit l'évaluation du projet à diverses étapes de son développement. La société est d'avis que, conjuguée à l'expérience du personnel de direction, des salariés et des employés contractuels, cette approche en matière de développement de projets contribue à réduire les coûts ainsi que les risques liés à leur exécution.

### **MÉTHODES COMPTABLES CRITIQUES**

Alliance est assujettie à la réglementation tarifaire du Canada et des États-Unis. Les états financiers consolidés de la société sont établis conformément aux PCGR des États-Unis, qui prévoient des dispositions particulières pour les entreprises à tarifs réglementés comme Alliance. Ainsi, les principes comptables retenus peuvent différer des principes comptables utilisés par des entités dont les tarifs ne sont pas réglementés. Pour bien apparier les produits et les charges, certains produits et certaines charges sont comptabilisés dans la quote-part du résultat net d'Alliance d'une manière différente de celle qui serait utilisée selon les PCGR des États-Unis qui s'appliquent aux entreprises à tarifs non réglementés.

### **ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES**

L'établissement des états financiers consolidés de la société selon les PCGR des États-Unis amène la direction à poser des jugements et à formuler des estimations et des hypothèses à propos d'événements futurs qui influenceront sur les montants comptabilisés au titre de certains actifs, passifs, produits et charges. Ces jugements, estimations et hypothèses peuvent devoir être révisés à la lumière de nouveaux événements ou de la communication d'un nouvel élément d'information. Les principales estimations comptables sont présentées ci-après. Des précisions sur les principales méthodes comptables retenues sont également fournies à la note 3 des états financiers consolidés de la société.

#### ***Dépréciation d'actifs à long terme***

La société évalue, au moins une fois par année, ses actifs à long terme en vue de déterminer s'ils ont perdu de la valeur, notamment lorsque des événements ou des changements de situation lui donnent à penser que la valeur comptable de ces actifs pourrait ne pas être recouvrable. Si la société détermine que la possibilité de recouvrement de la valeur comptable d'un actif considéré a diminué, le montant de cette perte de valeur est déterminé par l'estimation de la juste valeur de l'actif et la comptabilisation d'une perte équivalant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimée. Le recours à des jugements et à des hypothèses est inhérent à la détermination de la recouvrabilité de ces actifs et à l'estimation de leur juste valeur.

Le 8 janvier 2015, la société a conclu la vente de ses centrales au gaz situées au Colorado et en Californie, pour un prix de vente de 27,4 M\$ US, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'une perte de valeur de 12,2 M\$ au quatrième trimestre de 2014. La société a également inscrit une perte de valeur de 5,0 M\$ à l'égard de terrains qu'elle détient en Ontario.

La société est d'avis qu'au 31 décembre 2014, la valeur comptable de ses actifs à long terme, autres que ceux mentionnés plus haut, n'avait subi aucune dépréciation.

#### ***Obligations de démantèlement***

La juste valeur estimative d'une obligation légale de démantèlement d'une immobilisation corporelle à long terme doit être comptabilisée dans la période au cours de laquelle l'obligation est contractée, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de cette juste valeur. Le coût de démantèlement d'un actif, qui est réputé correspondre à la juste valeur de l'obligation de démantèlement, est incorporé au coût de cet actif et amorti sur sa durée d'utilité résiduelle. Cet amortissement est inclus dans la dotation aux amortissements à l'état consolidé du résultat net. L'augmentation des obligations de démantèlement attribuable au passage du temps est prise en compte dans la dotation aux amortissements, à titre de charge de désactualisation, à l'état consolidé du résultat net et l'état consolidé du résultat global, sur la période estimative à courir jusqu'au règlement des obligations. Les dépenses réellement engagées sont déduites du cumul des obligations de démantèlement.

La société a comptabilisé dans ses états financiers consolidés une provision au titre des obligations de démantèlement à l'égard du réseau pipelinier d'AECS, du complexe Hythe-Steeprock ainsi que des centrales d'EnPower, d'East Windsor Cogeneration, de Furry Creek et de Clowhom.

En ce qui concerne les entreprises sous contrôle conjoint, les installations Septimus et Heartland d'Aux Sable ainsi que les installations énergétiques NRGreen et Grand Valley ont chacune constitué une provision au titre des obligations de démantèlement. Quant à Aux Sable, elle n'a pas constitué de provision au titre des obligations de démantèlement à l'égard de ses actifs basés aux États-Unis, puisque les montants prévus en vertu de la loi sont négligeables. Alliance n'a pas non plus constitué de provision au titre des obligations de démantèlement liées au gazoduc Alliance, car il ne lui est pas possible, pour l'heure, d'estimer de façon raisonnable la juste valeur du passif en cause, l'ampleur et le calendrier des travaux de démantèlement étant inconnus. L'initiative de l'ONÉ visant le financement de la mise hors service des pipelines, dont il est question plus haut à la rubrique *Description de l'entreprise*, souligne le besoin d'instituer une méthode pour la constitution des provisions au titre de la cessation d'exploitation de pipelines. L'initiative de l'ONÉ ne permet pas de déterminer le moment où surviendront ces obligations de démantèlement. Cependant, dès lors que le plan donne lieu à une estimation raisonnable des obligations de démantèlement aux fins comptables, la comptabilisation de ces obligations dans les états financiers peut être faite au cours de périodes futures. En conséquence, les actifs et les passifs réglementaires peuvent être comptabilisés dans la mesure où le moment auquel se produit le recouvrement auprès des expéditeurs diffère du moment où sont comptabilisés les coûts de cessation d'exploitation. La société est d'avis qu'il est raisonnable de penser que toutes les obligations de démantèlement à l'égard du gazoduc Alliance pourront être recouvrées au moyen des tarifs futurs.

### **Dotations aux amortissements**

Les gazoducs, les installations et les autres immobilisations corporelles et incorporelles de la société sont amortis sur leur durée d'utilité estimée. Une révision de cette estimation de durée d'utilité pourrait avoir de grandes répercussions sur le résultat net consolidé de la société.

### **NOUVELLES NORMES COMPTABLES**

Les mises à jour de normes comptables (« ASU ») ci-après avaient été publiées au 31 décembre 2014.

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2014, la société a adopté la mise à jour de la norme comptable ASU 2013-04 *Obligations Resulting from Joint and Several Liability Arrangements*. Cette ASU fournit des directives sur l'évaluation et la présentation des obligations découlant des conventions à responsabilité solidaire dont le montant total est établi par la convention à la date de clôture. Elle a été appliquée de manière rétrospective et n'a eu aucune incidence significative sur la société.

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2014, la société a adopté l'ASU 2013-05 *Foreign Currency Matters: Parent's Accounting for the Cumulative Translation Adjustment upon Derecognition of Certain Subsidiaries or Groups of Assets within a Foreign Entity or of an Investment in a Foreign Entity*. Cette ASU fournit des lignes directrices concernant les transactions pour lesquelles il faut reprendre le montant intégral d'un écart de conversion lié à l'investissement d'une entité dans un établissement à l'étranger. Elle a été appliquée de manière rétrospective et n'a pas eu d'incidence significative sur la société.

En avril 2014, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié l'ASU 2014-08 *Presentation of Financial Statements and Property, Plant, and Equipment: Reporting Discontinued Operations and Disclosures of Disposals of Components of an Entity*. Cette ASU fournit des lignes directrices concernant les changements apportés aux critères de présentation des activités abandonnées et les informations supplémentaires à fournir à cet égard. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2014 et doit être appliquée de manière prospective. Il est prévu qu'en général, les critères révisés donneront lieu au classement d'un moins grand nombre de transactions à titre d'activités abandonnées.

En mai 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-09 *Revenue from Contracts with Customers*. Cette ASU fournit des lignes directrices concernant les changements apportés aux critères de comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2016 et doit être appliquée de manière rétrospective. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura cette norme.

En juin 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-10 *Development Stage Entities: Elimination of Certain Financial Reporting Requirements, Including an Amendment to Variable Interest Entities Guidance in Topic 810, Consolidation*. Cette ASU fait disparaître des PCGR des États-Unis la notion de *development-stage entity* (entité en phase de démarrage) de même que les exigences en matière de présentation et d'informations à fournir associées à ce type d'entité. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2014 et doit être appliquée de manière prospective, ce qui n'aura pas d'incidence significative pour la société.

En novembre 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-16 *Derivatives and Hedging*. Cette ASU fournit des précisions sur les critères d'évaluation des caractéristiques économiques et des risques d'un contrat hôte dans le cadre d'un instrument financier hybride émis sous la forme d'une action. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2015 et doit être appliquée de manière prospective. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura cette norme.

## MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières du présent rapport de gestion ne sont pas des mesures reconnues par les PCGR des États-Unis. Comme elles ne sont pas définies par les PCGR des États-Unis, ces mesures pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres entités. Les investisseurs doivent comprendre que ces mesures financières hors PCGR ne sauraient se substituer à d'autres mesures de la performance financière établies selon les PCGR des États-Unis, et qu'ils ne doivent pas s'y fier indûment.

Les mesures financières hors PCGR qui suivent sont fournies dans le but d'aider les investisseurs à évaluer la société et, notamment, sa capacité à dégager une trésorerie distribuable pour financer le versement de ses dividendes mensuels. La société estime que ces mesures financières hors PCGR, ainsi que les autres mesures financières calculées conformément aux PCGR des États-Unis, constituent d'importants facteurs qui aident les investisseurs à évaluer la performance.

**Trésorerie distribuable** – Fonds que la société peut distribuer aux porteurs d'actions ordinaires après s'être acquittée de ses obligations au titre du service de la dette, des dividendes sur actions privilégiées et des investissements de maintien. La trésorerie distribuable n'inclut ni les éventuelles réserves pour distribution des entreprises sous contrôle conjoint, ni les coûts de développement de projets, ni les coûts de transactions engagés dans le cadre des acquisitions. Les coûts de développement de projets représentent des coûts discrétionnaires non recouvrables engagés dans l'évaluation de la viabilité commerciale de nouvelles activités non liées aux entreprises en exploitation de la société. Celle-ci considère que les coûts de transactions entrent dans la contrepartie versée pour acquérir une entreprise, ce qui fait qu'ils ne sont nullement liés aux entreprises en exploitation. La trésorerie distribuable est une mesure courante dans la communauté financière pour évaluer la source de financement des dividendes et la possibilité de les maintenir.

Le montant de trésorerie distribuable que gagne la société varie en fonction des éléments suivants :

- les distributions reçues et à recevoir de ses entreprises sous contrôle conjoint ainsi que les flux de trésorerie des entreprises entièrement détenues et participations majoritaires qui, dans chaque cas, sont établies après avoir pris en compte l'amortissement prévu de la dette à long terme et les dépenses d'investissement qui ne sont pas axées sur la croissance ou qui ne sont pas recouvrables;
- les paiements de soutien aux opérations que requiert chacune de ses entreprises;
- les impôts qu'elle verse en trésorerie et les charges financières qu'elle engage, ce qui inclut les remboursements de capital prévus sur sa dette à long terme;
- ses frais généraux et frais d'administration;
- ses réserves de liquidités.

Le tableau qui suit présente un rapprochement de la trésorerie distribuable et de la trésorerie liées aux activités d'exploitation.

### Rapprochement de la trésorerie distribuable et de la trésorerie liée aux activités d'exploitation

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2014	2013	2014	2013
Trésorerie provenant des activités d'exploitation	71,2	83,7	214,6	217,4
Ajouter (déduire) :				
Coûts de développement de projets <sup>1)</sup>	20,0	9,6	78,8	33,5
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(14,5)	(29,0)	(8,2)	(6,0)
Remboursements de capital sur les créances de premier rang	(2,9)	(3,1)	(11,5)	(11,8)
Investissements de maintien	(1,4)	(0,8)	(6,1)	(5,8)
Distributions gagnées supérieures (inférieures) aux distributions reçues <sup>2)</sup>	(1,5)	(2,3)	(5,0)	8,0
Dividendes sur les actions privilégiées	(4,0)	(3,7)	(16,3)	(10,3)
Impôt exigible sur les dividendes sur actions privilégiées	1,6	1,4	6,4	3,9
<b>Trésorerie distribuable</b>	<b>68,5</b>	<b>55,8</b>	<b>252,7</b>	<b>228,9</b>

1) Représente les coûts engagés par la société relativement à des projets pour lesquels la recouvrabilité de ces coûts n'a pas encore été établie. Les montants engagés au cours du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont principalement trait au projet de terminal de LGN de Jordan Cove, au gazoduc de Pacific Connector et à divers projets d'aménagement d'installations de production d'énergie.

2) Représente l'écart entre les distributions déclarées par les entreprises sous contrôle conjoint et les distributions reçues.

**Trésorerie distribuable par action ordinaire** : Montant par action ordinaire de la trésorerie distribuable, établi à partir du nombre moyen d'actions ordinaires en circulation à chaque date de clôture des registres.

**BAIIA** : Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement. Le BAIIA est rapproché du bénéfice net avant impôts en déduisant les intérêts, l'amortissement et les éventuelles dépréciations d'actifs. Cette mesure, tout comme d'autres, est employée par la communauté financière pour évaluer l'origine des distributions en trésorerie et la possibilité de les maintenir.

**Résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires** : Cette mesure correspond au résultat net ajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de jugement pour choisir les postes à inclure ou à exclure du calcul du résultat net ajusté. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains ajustements de l'impôt sur le résultat, des profits et des pertes à la vente d'actifs, certains ajustements à la juste valeur et des pertes de valeur d'actifs. La société estime que l'utilisation qu'elle fait du résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires fournit des informations utiles aux investisseurs et à elle-même, car cela facilite la comparaison des résultats financiers entre les périodes et améliore la compréhension du rendement d'exploitation de la société et de sa capacité à verser des distributions. Le tableau qui suit présente un rapprochement du résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2014	2013	2014	2013
Résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	8,6	11,7	30,7	40,5
Production d'énergie – résultat net lié aux activités abandonnées avant impôt <sup>1)</sup>	(15,9)	(0,9)	(16,0)	3,8
Production d'énergie – profit (perte) latent sur la couverture de taux d'intérêt <sup>2)</sup>	(3,8)	2,0	(12,3)	13,8
Siège social – profit à la vente d'actifs <sup>3)</sup>	-	-	14,3	-
Siège social – profit sur des contrats de change à terme <sup>4)</sup>	33,8	-	38,7	-
Siège social – perte de valeur d'actifs <sup>5)</sup>	(5,0)	-	(5,0)	-
Impôt <sup>6)</sup>	3,3	(0,2)	2,0	(4,9)
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>21,0</b>	<b>12,6</b>	<b>52,4</b>	<b>53,2</b>

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires tient compte des éléments suivants qui ne sont pas liés aux activités d'exploitation ou sont des éléments inhabituels et non récurrents :

- 1) Les résultats liés aux trois centrales au gaz aux États-Unis vendues le 8 janvier 2015. Les résultats tiennent compte d'une perte de valeur de 12,2 M\$ comptabilisée au quatrième trimestre de 2014.
- 2) York Energy Centre, entreprise sous contrôle conjoint, a un contrat de couverture de taux d'intérêt. Les variations futures des taux d'intérêt se répercuteront sur la juste valeur du contrat de couverture et, donc, sur le montant des profits ou des pertes latents inclus dans la quote-part du résultat net des entreprises sous contrôle conjoint comptabilisée pour la période.
- 3) Profit à la vente de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Culliton Creek ainsi que de la participation de 50 % de la société dans le projet de stockage de gaz naturel Alton.
- 4) Profits sur les contrats de change à terme conclus par la société afin de gérer le risque de change lié à l'acquisition de Ruby.
- 5) Dépréciation de terrains détenus par la société en Ontario.
- 6) Impôt sous-jacent sur les éléments d'ajustement mentionnés plus haut.

## PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2014				2013			
	T4	T3 <sup>1)</sup>	T2 <sup>1)</sup>	T1 <sup>1)</sup>	T4 <sup>1)</sup>	T3 <sup>1)</sup>	T2 <sup>1)</sup>	T1 <sup>1)</sup>
Produits d'exploitation	68,0	68,1	79,4	86,6	71,7	72,2	80,9	66,9
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	21,0	2,5	(2,4)	31,3	12,6	27,9	11,5	1,2
Résultat net par action ordinaire (\$)								
– de base et dilué	0,08	0,01	(0,01)	0,16	0,06	0,14	0,06	0,01
Trésorerie distribuée	68,5	54,9	63,7	65,6	55,8	69,3	49,2	54,6
Trésorerie distribuée par action ordinaire (\$)								
– de base et dilué	0,26	0,24	0,29	0,33	0,28	0,35	0,25	0,27
Trésorerie provenant des activités d'exploitation	71,2	50,0	48,8	44,6	83,7	41,2	56,6	35,9

1) Les données comparatives figurant dans ce tableau ont été retraitées. Voir la note 5 des états financiers consolidés au 31 décembre 2014.

Les principaux éléments ayant influé sur les résultats financiers trimestriels se résument comme suit :

- Le résultat net du quatrième trimestre de 2014 rend compte de nouvelles distributions reçues de Ruby, de la hausse des coûts de développement liés au projet Jordan Cove et de la baisse du résultat d'Aux Sable attribuable à la faiblesse des prix des marchandises.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2014 rend compte de la baisse du résultat d'Aux Sable et de la hausse des coûts de développement liés au projet Jordan Cove.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2014 rend compte de la baisse du résultat d'Aux Sable et de la hausse des coûts de développement de projets.
- Le résultat net du premier trimestre de 2014 rend compte de la hausse du résultat d'Aux Sable.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2013 rend compte d'une conjoncture du marché de l'éthane toujours défavorable et de la hausse des charges du siège social.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2013 rend compte de l'amélioration des produits tirés des baux sur marge d'Aux Sable et des apports accrus de Hythe-Steepprock.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2013 rend compte d'une conjoncture du marché des LGN toujours défavorable et de la hausse des charges financières.
- Le résultat net du premier trimestre de 2013 rend compte d'une conjoncture du marché des LGN toujours défavorable et de la hausse des frais d'administration et des charges financières.

### **TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES**

Le 30 mars 2012, la société a consenti un prêt à terme décroissant de 47,0 M\$ à Grand Valley, une entreprise sous contrôle conjoint. Le capital et l'intérêt sont exigibles tous les trimestres. Le prêt porte intérêt à 5,2 % et vient à échéance le 31 décembre 2031. Au 31 décembre 2014, l'encours s'établissait à 43,0 M\$ (44,5 M\$ en 2013).

### **CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION**

Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir l'assurance raisonnable que tous les renseignements pertinents sont recueillis et soumis en temps opportun à la haute direction, notamment au président et chef de la direction (le « chef de la direction ») et au vice-président principal, Finances, et chef des finances (le « chef des finances »), pour leur permettre de prendre des décisions avisées concernant la communication de l'information au public.

La société a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement de ses contrôles et procédures de communication de l'information sous la supervision du chef de la direction et du chef des finances. Selon cette évaluation, elle a conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information, tels qu'ils sont définis dans le Règlement 52-109, étaient efficaces au 31 décembre 2014.

### **CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE**

La société est responsable d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière afin de fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers établis à des fins externes sont conformes aux PCGR des États-Unis. Ayant évalué la conception et l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2014 selon le cadre intégré de contrôle interne décrit dans le document *Internal Control – Integrated Framework* publié en 2013 par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (« COSO »), la société a conclu que la conception et l'efficacité du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière étaient appropriées. Toutefois, en raison de ses limites inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière peut ne pas permettre de prévenir ni de détecter des inexactitudes en temps opportun.

Aucun changement apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014 n'a nui considérablement ni ne pourrait, selon des estimations raisonnables, nuire considérablement au contrôle interne à l'égard de l'information financière.