



Rapport de gestion de

**FORT CHICAGO ENERGY
PARTNERS L.P.**

Trimestre terminé le 31 mars 2009

Le 6 mai 2009

FORT CHICAGO ENERGY PARTNERS L.P.

RAPPORT DE GESTION

Trimestre terminé le 31 mars 2009

INFORMATION PROSPECTIVE ET NON CONFORME AUX PCGR

Le présent rapport de gestion daté du 6 mai 2009 contient une analyse des opérations et des événements importants qui ont eu une incidence sur le rendement de la société en commandite dégagé pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 par rapport à la période correspondante de l'exercice 2008. Certains renseignements figurant dans le présent rapport de gestion constituent de l'information prospective au sens des lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables. Tous les renseignements, autres que les énoncés de faits historiques, qui traitent des activités, des événements ou des faits qui, selon la société en commandite, pourraient ou devraient survenir constituent des énoncés prospectifs. L'information prospective est formulée habituellement par des énoncés renfermant des termes tels que « pouvoir », « estimer », « prévoir », « croire », « s'attendre à », « planifier », « avoir l'intention de », « cibler », « projeter » ou « prédire » ou encore des termes analogues qui laissent entrevoir des résultats ou des perspectives futurs. Les énoncés prospectifs du présent rapport de gestion comprennent, sans en exclure d'autres, les énoncés relatifs aux aspects suivants : le moment de la mise en service du point de réception d'Alliance près de Towner, dans le Dakota du Nord; le moment de la mise en service de l'usine de cogénération d'East Windsor; l'obtention des approbations des organismes de réglementation visant le terminal de GNL de Jordan Cove et les projets de gazoducs de Pacific Connector ainsi que le moment où ces approbations seront obtenues et le moment où ces projets seront réalisés; le montant, la structure et la durée du financement proposé pour Fort Chicago Power ainsi que le moment où il sera mis en place; le caractère suffisant des facilités de crédit actuellement disponibles pour financer les distributions et les dépenses en immobilisations prévues; la capacité de chacun des secteurs de la société en commandite de générer des liquidités distribuables en 2009; et la capacité de la société en commandite de faire des distributions au comptant. Les risques et les incertitudes pouvant toucher les activités, le rendement, l'expansion et les résultats de chacun des secteurs de la société en commandite comprennent les facteurs suivants, sans toutefois en exclure d'autres : la capacité de la société en commandite à mettre en œuvre avec succès ses initiatives stratégiques et à en retirer les avantages prévus; les niveaux des activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole et du gaz; la situation des clients avec lesquels la société en commandite a conclu des contrats, la capacité de celle-ci à les retenir ainsi que le risque de crédit qu'ils représentent; la disponibilité et le coût du capital; la disponibilité et le prix des produits énergétiques; la disponibilité des services et des matériaux de construction; les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt; la capacité de la société en commandite à obtenir avec succès les approbations des organismes de réglementation; les modifications aux lois et à la réglementation d'ordre fiscal, réglementaire, environnemental et autres; la concurrence livrée dans les secteurs des gazoducs, des LGN et de l'énergie; les défaillances ou les autres perturbations de l'exploitation; et la conjoncture économique générale en Amérique du Nord. Les documents déposés par la société en commandite auprès des commissions des valeurs mobilières ou des autorités similaires dans chacune des provinces du Canada, dans leur version modifiée de temps à autre, présentent des renseignements supplémentaires au sujet de ces risques et d'autres risques ainsi qu'au sujet des incertitudes et des facteurs qui peuvent avoir une incidence sur les activités et les résultats financiers de la société en commandite. Les lecteurs doivent savoir que la liste des facteurs et des risques susmentionnés n'est pas exhaustive. Il est impossible de déterminer avec certitude l'incidence que pourrait avoir un risque, une incertitude ou un facteur en particulier sur un énoncé prospectif donné, puisque ces éléments sont indépendants et que le plan d'action futur de la direction dépendra de son évaluation de tous les renseignements dont elle disposera au moment en cause. Bien que la société en commandite juge raisonnables les prévisions formulées par les énoncés prospectifs, compte tenu de l'information dont elle disposait à la date où ils ont été formulés, aucune garantie ne peut être donnée quant aux résultats, au niveau d'activité et aux réalisations futurs. Il ne faut pas se fier indûment aux renseignements contenus dans les présentes, puisque les résultats réels différeront des renseignements fournis dans les présentes, et ces différences pourraient être importantes. La société en commandite ne garantit aucunement que les résultats réels seront les mêmes, en totalité ou en partie, que ceux présentés dans l'information prospective. En outre, les énoncés prospectifs formulés dans les présentes sont faits en date du présent rapport. À moins que la loi ou les règlements sur les valeurs mobilières applicables ne l'exigent expressément, la société en commandite ne s'engage pas à mettre à jour publiquement ou à réviser l'information prospective, que ce soit à la suite de nouveaux renseignements ou d'événements futurs ou pour une autre raison. L'information prospective contenue dans le présent rapport de gestion est expressément visée par cette mise en garde.

Le présent rapport de gestion doit être lu en parallèle avec nos états financiers consolidés aux 31 décembre 2008 et 2007 et pour les exercices terminés à ces dates. Les termes clés qui figurent dans les présentes mais qui n'y sont pas définis ont la même signification que celle qui leur a été attribuée dans les états financiers consolidés du 31 décembre 2008. Sauf indication contraire, toute l'information financière est en dollars canadiens et, étant donné qu'elle a trait à nos résultats, elle est extraite des données utilisées pour dresser nos états financiers consolidés, lesquels ont été établis conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR »). L'information financière relative aux entreprises détenues en propriété conjointe reflète la quote-part de Fort Chicago, sauf indication contraire. Des renseignements complémentaires sur la société en commandite sont accessibles sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com, ou sur son site Web, à l'adresse www.fortchicago.com.

Certains renseignements financiers contenus dans le présent rapport de gestion pourraient ne pas être des mesures reconnues par les PCGR et, par conséquent, pourraient ne pas être comparables à des mesures analogues présentées par d'autres entités. Ces mesures sont considérées comme des mesures importantes utilisées par la communauté financière et doivent servir de complément aux autres mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Pour obtenir plus de renseignements à l'égard des mesures financières non conformes aux PCGR utilisées par la société en commandite, se reporter à la rubrique « Mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion annuel déposé auprès des autorités en valeurs mobilières canadiennes.

FAITS SAILLANTS DE NATURE FINANCIÈRE ET FAITS SAILLANTS DE L'EXPLOITATION

	Trimestres terminés les 31 mars	
(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	2009	2008
Faits saillants de l'exploitation		
Volumes (100 %)		
Gazoducs		
Alliance – en milliards de pieds cubes par jour	1,690	1,685
AEGS – en milliers de barils par jour ¹⁾	284,1	307,8
LGN		
Aux Sable – en milliers de barils par jour	53,9	70,6
Énergie		
Fort Chicago Power – en mégawattheures	182 686	119 165
NRGreen – en mégawattheures	27 396	8 497
Résultats financiers		
Produits	150 804	173 217
Bénéfice net	11 304	32 045
Par part (\$) – résultat de base et résultat dilué	0,08	0,24
Bénéfice net ajusté ²⁾	13 592	21 545
Par part (\$) – résultat de base et résultat dilué	0,10	0,16
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	44 380	95 599
Liquidités distribuables ²⁾	31 010	42 815
Par part (\$) – résultat de base et résultat dilué	0,23	0,33
Distributions payées et à payer ²⁾	33 513	32 941
Par part (\$)	0,25	0,25
Compte de distribution ²⁾	76 949	77 064
Ratio dividendes/bénéfice (%) ²⁾	109	77
Dépenses en immobilisations		
Croissance ²⁾	7 110	22 775
Entretien et maintien ²⁾	1 409	5 345

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2009	31 déc. 2008	31 mars 2008
Bilan			
Encaisse et placements à court terme	76 318	56 064	110 813
Total de l'actif	3 247 719	3 127 679	2 986 995
Dette de premier rang à long terme et obligations			
découlant de contrats de location-acquisition	1 795 448	1 758 958	1 699 267
Déventures subordonnées convertibles à long terme	23 945	23 909	23 799
Capitaux propres	793 926	800 587	778 725
Parts			
Parts en circulation à la fin de la période ³⁾	134 110 877	134 110 877	131 908 838
Volume quotidien moyen (nombre de parts)	207 419	173 621	188 466
Prix par part à la clôture (\$)	7,08	7,22	10,71
Valeur boursière ²⁾	949 505	968 280	1 412 743

- 1) Les volumes quotidiens moyens d'AEGS sont calculés en fonction des volumes à l'égard desquels des droits sont perçus.
- 2) Cette mesure n'est pas conforme aux PCGR et pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres entités. Se reporter à la rubrique « Mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion de la société en commandite établi en date du 31 décembre 2008.
- 3) À la clôture des marchés le 1^{er} mai 2009, 134 667 559 parts étaient en circulation.

RÉSULTATS D'ENSEMBLE

Les liquidités distribuables et le bénéfice net du trimestre terminé le 31 mars 2009, par secteur d'activité, sont présentés dans le tableau suivant. Les facteurs qui ont influé sur ces résultats sont traités en détail à la rubrique « Résultats d'exploitation par secteur d'activité ». Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sont analysés à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement ».

Liquidités distribuables

(en milliers de dollars, sauf les montants par part)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Gazoducs	34 633	41 440
LGN	(775)	10 240
Énergie	5 062	(135)
Fort Chicago, siège social	(7 910)	(8 730)
	31 010	42 815
Par part (\$)	0,23	0,33

Les liquidités distribuables du trimestre terminé le 31 mars 2009 se sont chiffrées à 31,0 M\$, ou à 0,23 \$ par part, contre 42,8 M\$, soit 0,33 \$ par part, pour le trimestre correspondant de 2008, ce qui rend compte d'une importante diminution des distributions du secteur des LGN de la société en commandite. Les conditions du marché des LGN s'étaient considérablement détériorées au cours du quatrième trimestre de 2008, mais elles ont commencé à s'améliorer en février 2009. Outre le recouvrement continu de la totalité des frais d'exploitation et des coûts en capital associés à son usine de Channahon et à l'encaissement de droits fixes aux termes d'un accord de vente de LGN conclu avec BP, Aux Sable a généré un montant de 4,7 M\$ au titre de produits d'exploitation fondés sur la marge nette découlant de contrats de location conformément au mécanisme de partage des bénéfices prévu par l'accord. Toutefois, étant donné que, selon les PCGR, les produits d'exploitation fondés sur la marge nette découlant de contrats de location ne sont comptabilisés que lorsque leur réalisation est certaine, aucune tranche de ces produits n'a été constatée ou distribuée à la société en commandite au cours du premier trimestre de 2009. En outre, les paiements de soutien associés à l'achat, au transport et à la vente de gaz d'appoint ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui a donné lieu à des liquidités distribuables négatives du secteur des LGN de la société en commandite. Une partie des paiements de soutien sera constatée à titre de liquidités distribuables au cours de l'exercice au moyen de la constatation des produits d'exploitation fondés sur la marge nette reportés.

Le secteur des gazoducs de la société en commandite a généré des flux de trésorerie appréciables au cours du premier trimestre et a tiré profit de la dépréciation du dollar canadien. Les distributions du premier trimestre de 2008 provenant d'Alliance comprennent des rentrées de fonds non récurrentes de 10,3 M\$ reçues de Calpine Energy Services Canada Partnership par suite de la résiliation des contrats de transport qu'elle avait conclus avec Alliance.

Les flux de trésorerie provenant du secteur de l'énergie de la société en commandite se sont accrus grâce aux nouvelles centrales électriques de la société en commandite, Brush II et la centrale de cogénération de London, ainsi qu'à l'achèvement d'importants projets d'entretien à ses installations de cogénération de la Californie au cours du premier semestre de 2008.

Bénéfice net

	Trimestres terminés les 31 mars	
(en milliers de dollars, sauf les montants par part)	2009	2008
Bénéfice net (perte) avant impôts		
Gazoducs	27 961	36 156
LGN	(2 540)	10 707
Énergie	(1 986)	5 900
Fort Chicago, siège social		
Frais généraux, frais d'administration et frais d'aménagement liés aux projets	(6 738)	(4 772)
Intérêts	(2 965)	(4 619)
Amortissement	(1 015)	(1 212)
Pertes de change	(688)	(6 797)
	(11 406)	(17 400)
	12 029	35 363
Impôts sur les bénéfices	(725)	(3 318)
Bénéfice net	11 304	32 045
Par part (\$)	0,08	0,24
Ajustements du bénéfice net pour tenir compte des pertes non récurrentes (gains non récurrents)		
Perte à l'égard de la juste valeur auparavant incluse dans les autres éléments du résultat étendu	2 288	-
Règlement de la réclamation visant un expéditeur d'Alliance	-	(6 840)
Gain découlant de la dilution d'une participation	-	(3 660)
Bénéfice net ajusté	13 592	21 545
Par part (\$)	0,10	0,16

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, le bénéfice net de la société en commandite s'est établi à 11,3 M\$, ou 0,08 \$ par part, contre 32,0 M\$, ou 0,24 \$ par part, pour la période correspondante de 2008. Cette baisse découle principalement des conditions difficiles du marché des LGN, qui expliquent qu'Aux Sable n'a comptabilisé aucun montant à titre de produits d'exploitation fondés sur la marge nette découlant de contrats de location pour le trimestre à l'étude et que les paiements de soutien ont augmenté, tel qu'il est mentionné plus haut. L'apport de Fort Chicago Power au bénéfice net du premier trimestre est demeuré presque inchangé par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, le bénéfice supplémentaire provenant de Brush II et de la centrale de cogénération de London et l'incidence de la dépréciation du dollar canadien ayant été annulés par la hausse de la charge d'amortissement. La diminution du montant constaté au titre des pertes de change du siège social, qui étaient auparavant reportées et constatées dans les autres éléments du résultat étendu, a eu une incidence favorable sur le bénéfice net du premier trimestre. Cette diminution des pertes de change est attribuable à la baisse des liquidités distribuées par les entreprises américaines de la société en commandite.

Au cours du premier trimestre, la société en commandite a comptabilisé en résultat net une charge hors trésorerie après impôts de 2,3 M\$ auparavant inscrite dans les autres éléments du résultat étendu, au titre de la diminution de la juste valeur de sa participation dans Pristine Power Inc. depuis son premier appel public à l'épargne réalisé en mars 2008. Le bénéfice net du premier trimestre de 2008 incluait le règlement intervenu entre Alliance et Calpine de même qu'un gain hors trésorerie découlant de la dilution de la participation de la société en commandite dans Pristine.

Compte non tenu des éléments non récurrents susmentionnés, le bénéfice net ajusté du trimestre terminé le 31 mars 2009 se serait établi à 13,6 M\$, ou à 0,10 \$ par part, contre 21,5 M\$, ou 0,16 \$ par part, pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Secteur des gazoducs

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Bénéfice net avant impôts		
Alliance Pipeline	26 795	34 795
AEGS	1 166	1 361
	27 961	36 156
Volumes		
Alliance Pipeline (100 %) (Gpi ³ /j)	1,690	1,685
AEGS (kb/j) ¹⁾	284,1	307,8

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

Alliance Pipeline

Faits saillants de l'exploitation

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, les livraisons, y compris le service de dépassement autorisé, se sont établies en moyenne à 1,690 Gpi³/j, contre 1,685 Gpi³/j pour le trimestre correspondant de 2008. Ce volume représente un nouveau sommet pour Alliance pour un premier trimestre et découle de l'attention accordée par Alliance à l'amélioration continue de ses pratiques d'entretien, à la gestion du volume de gaz stocké en canalisation et à la planification des flux gaziers acheminés par les réseaux de canalisation.

Faits saillants de nature financière

Les produits tirés du transport pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 se sont chiffrés à 97,0 M\$, en regard de 89,1 M\$ pour le même trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse de 7,9 M\$ est principalement attribuable à la dépréciation du dollar canadien. Les recouvrements du coût du service au premier trimestre de 2009 sont demeurés presque inchangés par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, la baisse de la charge d'intérêts et du rendement des capitaux propres attribuable respectivement à l'amortissement continu de la dette à long terme d'Alliance et à la dépréciation de ses placements ayant été contrebalancée par une hausse des charges d'exploitation.

Le bénéfice net avant impôts du trimestre terminé le 31 mars 2009 s'est établi à 26,8 M\$, en regard de 34,8 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette baisse de 8,0 M\$ s'explique par l'encaissement, au premier trimestre de 2008, d'un montant de 10,3 M\$ comptabilisé à titre d'intérêts et autres produits représentant le règlement complet de la réclamation d'Alliance liée à la résiliation par Calpine de ses contrats de transport en 2006 et par la baisse du rendement des capitaux propres sur les placements. Ces facteurs ont été compensés en partie par la dépréciation du dollar canadien.

Point de réception de Pecan Pipeline (North Dakota), Inc.

Pecan Pipeline (North Dakota), Inc. est en voie d'aménager un gazoduc de collecte qui effectuera le raccordement avec un nouveau point de réception gazier sur le réseau d'Alliance, près de Towner, dans le Dakota du Nord. Ce projet permettra d'acheminer le gaz riche associé provenant de la formation Bakken sur le gazoduc d'Alliance. Sous réserve du respect de certaines conditions préalables, Pecan North Dakota et Alliance se sont entendues sur des modalités contractuelles prévoyant le transport ferme de 40 Mpi³/j pendant la première année et de 80 Mpi³/j par la suite, au cours d'une période initiale de dix ans, soit trois ans de plus que les principaux contrats conclus par Alliance avec des expéditeurs. La société en commandite prévoit que le nouveau point de réception entrera en service au troisième trimestre de 2009.

AEGS

Faits saillants de l'exploitation

Les volumes à l'égard desquels des droits ont été perçus pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 se sont établis à 284,1 kb/j, contre 307,8 kb/j pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette diminution découle d'une baisse des flux gaziers provenant des usines de chevauchement d'Express, en

Alberta, et de l'incidence d'une panne survenue à une usine d'extraction située à Empress, où les activités devraient reprendre à la fin du deuxième trimestre de 2009.

Faits saillants de nature financière

Les produits d'exploitation d'AEGS pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 se sont chiffrés à 9,7 M\$, en regard de 10,3 M\$ pour le même trimestre de l'exercice précédent. La baisse des livraisons n'a pas entraîné une diminution correspondante des produits tirés du transport, en raison des modalités d'achat ferme prévues par la structure des droits d'AEGS. Les produits d'exploitation se sont toutefois ressentis de la baisse du montant recouvré des charges d'exploitation attribuable à la diminution des frais de stockage et d'entretien et de la baisse du montant recouvré des coûts indirects. Le bénéfice net avant impôts du trimestre terminé le 31 mars 2009 s'est chiffré à 1,2 M\$, en regard de 1,4 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui rend compte de la baisse du montant recouvré des coûts indirect.

Secteur des LGN

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Bénéfice net (perte) avant impôts	(2 540)	10 707
Droits fondés sur la marge nette prévus par l'accord de vente de LGN		
Montant estimatif dégagé pour la période	4 706	21 222
Marge non constatée générée pour la période	(4 706)	(9 848)
Montant comptabilisé à titre de produits	-	11 374
Volume de ventes moyen quotidien de LGN (100 %) (kb/j)		
Éthane – indigène	22,4	39,4
Propane plus	28,3	26,7
Injections de LGN	3,2	4,5
	53,9	70,6

Faits saillants de l'exploitation

Au cours du premier trimestre de 2009, Aux Sable a traité 93 % du gaz naturel acheminé par Alliance. Le train 2 a été hors service pendant 10 jours en janvier en raison de l'exécution de travaux d'entretien légers visant à améliorer la récupération des produits. Au premier trimestre de 2009, la production d'éthane a dégagé une marge positive et la production a repris au début de février. Les marges sur le gaz naturel sont demeurées fortes, compte tenu de la demande pour les mélanges à base de pétrole lourd en Alberta.

Les volumes de LGN se sont établis à 53,9 kb/j pour le premier trimestre de 2009, en baisse comparativement aux 70,6 kb/j enregistrés pour la période correspondante de 2008, surtout en raison de la réinjection d'éthane réalisée pendant la majeure partie du premier trimestre de 2009. La production d'éthane a été entreprise au début de février et les marges sont demeurées positives pendant le reste du trimestre. Ainsi, les volumes d'éthane se sont établis en moyenne à 22,4 kb/j pour le premier trimestre de 2009, en baisse comparativement aux 39,4 kb/j enregistrés pour la période correspondante de 2008. Les volumes de propane plus, à l'exclusion des injections, ont atteint 28,3 kb/j au premier trimestre de 2009, contre 26,7 kb/j pour la période correspondante de 2008.

Faits saillants de nature financière

Le prix du pétrole brut a chuté au premier trimestre de 2009 comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, en raison de la crise financière mondiale, du ralentissement économique qui en a découlé et de l'affaiblissement de la demande de produits pétroliers. Le prix du gaz naturel a aussi reculé par rapport à celui du premier trimestre de 2008, quoique dans une moindre mesure que pour le pétrole, puisque l'accroissement de la production nationale a maintenu les stocks de gaz naturel à des niveaux supérieurs à la moyenne des cinq dernières années et que le ralentissement économique a entraîné une réduction de la demande sur le marché. Le prix des LGN a reculé parallèlement aux prix du pétrole brut et du gaz naturel. Les stocks de LGN, en particulier l'éthane, se sont accumulés sur la côte du golfe du Mexique, ce qui a entraîné une baisse des prix.

Le prix moyen du gaz naturel a fléchi de 47 % pour passer de 8,57 \$ US par million de BTU (« MBTU ») au premier trimestre de 2008 à 4,57 \$ US par MBTU au premier trimestre de 2009. Le prix moyen du pétrole brut a fléchi de 56 % pour passer de 97,67 \$ US le baril au premier trimestre de 2008 à 42,98 \$ US le baril au premier trimestre de 2009. Par conséquent, la valeur relative du pétrole brut par rapport au gaz naturel a été moins élevée au premier trimestre de 2009 qu'à la période correspondante de l'exercice précédent, ce ratio passant de 11,4 à 9,4.

Comme le prix du pétrole brut influence fortement celui des LGN, les marges de fractionnement de la côte du golfe du Mexique pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 ont diminué considérablement comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent. Les marges de fractionnement de l'éthane se sont établies à 0,04 \$ US le gallon au premier trimestre de 2009, en regard de 0,44 \$ US le gallon au premier trimestre de 2008. Les marges sur le propane plus se sont établies en moyenne à 0,33 \$ US le gallon au premier trimestre de 2009, contre 0,80 \$ US le gallon au premier trimestre de 2008. Les écarts de base de prix entre Mont Belvieu et Edmonton pour le propane au premier trimestre de 2009 ont diminué de 0,17 \$ US le gallon pour s'établir à (0,09) \$ US le gallon, contre 0,08 \$ US le gallon pour la période correspondante de l'exercice précédent. La baisse des marges est également attribuable à la diminution de la consommation de la charge d'alimentation pétrochimique.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, les produits tirés des LGN se sont chiffrés à 21,5 M\$ (37,9 M\$ en 2008), ce qui comprend une tranche de 10,3 M\$ attribuable aux produits tirés des contrats de location (23,6 M\$ en 2008). Ce recul par rapport à la même période l'an dernier s'explique par une baisse des produits tirés des LGN attribuables à des opérations conclues avec d'autres contreparties que BP et par une diminution importante du montant constaté des produits d'exploitation fondés sur la marge nette découlant de contrats de location. L'amélioration des conditions du marché des LGN au premier trimestre de 2009 a fait en sorte qu'Aux Sable a généré un montant de 4,7 M\$ au titre de produits d'exploitation fondés sur la marge nette découlant de contrats de location, dont aucune tranche n'a pu être constatée en date des présentes, étant donné que, selon les PCGR, ces produits ne peuvent être comptabilisés que lorsque leur réalisation est certaine. En comparaison, les produits d'exploitation fondés sur la marge nette découlant de contrats de location s'étaient établis à 21,2 M\$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, et 11,4 M\$ avaient été comptabilisés au cours de ce trimestre. Ces diminutions des produits au premier trimestre ont été partiellement compensées par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Les charges d'exploitation, les frais d'entretien, les frais liés au gaz naturel et aux LGN et les frais de transport ont totalisé 18,3 M\$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (23,0 M\$ en 2008), ce qui témoigne d'une baisse des prix de l'énergie et du carburant et des volumes consommés en raison des conditions du marché. Ces diminutions ont été contrebalancées en partie par la hausse des paiements de soutien associés à l'achat, au transport et à la vente de gaz d'appoint. Une partie des paiements de soutien sera constatée à titre de liquidités distribuables au cours de l'exercice par la voie de la constatation des produits d'exploitation fondés sur la marge nette reportés découlant de contrats de location.

En raison des conditions difficiles du marché des LGN dont il est fait mention plus haut, le bénéfice net a diminué de 13,2 M\$, passant d'un bénéfice net avant impôts de 10,7 M\$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 à une perte nette avant impôts de 2,5 M\$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2009.

Secteur de l'énergie

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Bénéfice net (perte) avant impôts		
Fort Chicago Power	347	657
NRGreen	197	1
East Windsor Cogeneration	(88)	567
Autres	(2 442)	4 675
	(1 986)	5 900
Volumes d'électricité (MWh)		
Fort Chicago Power	182 686	119 165
NRGreen	27 396	8 497

Fort Chicago Power

Faits saillants de l'exploitation

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, les actifs de Fort Chicago Power ont dégagé le rendement auquel s'attendait la société en commandite. Les centrales de cogénération de Ripon et de San Gabriel ont produit 131 656 mégawattheures (« MWh ») d'électricité (119 020 MWh en 2008). La production d'électricité de la centrale de Ripon pour le premier trimestre de 2009 a été plus élevée que celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des conditions météorologiques et de l'efficacité accrue des installations qui a découlé de la récente remise en état de l'équipement. La production de la centrale de San Gabriel a quant à elle été comparable à celle du trimestre correspondant de l'exercice 2008. La centrale électrique Brush II, acquise en septembre 2008, a produit 39 943 MWh d'électricité au cours du premier trimestre, ce qui rend compte de niveaux de distribution plus élevés que prévu. La centrale de cogénération de London est entrée en exploitation à la fin de décembre 2008 et a produit 10 940 MWh d'électricité au cours du premier trimestre, soit un volume moins élevé que prévu en raison du faible niveau du prix de l'électricité sur le marché ontarien.

Le volume d'eau chaude vendu du système énergétique de quartier de la centrale à l'Île-du-Prince-Édouard s'est établi à 140 296 MBTU pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, soit une légère hausse par rapport aux ventes de 135 473 MBTU du trimestre correspondant de l'exercice précédent, stimulée par la demande de la clientèle. Les ventes de vapeur ont totalisé 202 907 milliers de livres (« klb ») pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, en baisse par rapport aux 237 278 klb vendues au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution de la demande de vapeur de l'usine de réutilisation de la vapeur de la centrale de Ripon.

Faits saillants de nature financière

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement de Fort Chicago Power s'est établi à 5,7 M\$, contre 3,8 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse de 1,9 M\$ rend compte de résultats plus solides provenant des activités d'exploitation, ainsi que de l'incidence du fléchissement du dollar canadien.

Fort Chicago Power a comptabilisé une charge d'amortissement de 4,9 M\$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, contre 2,5 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte de la hausse des soldes d'actifs associés à Brush II, à la centrale de cogénération de London et à l'usine d'eau distillée de San Gabriel, ainsi que de l'incidence du fléchissement du dollar canadien.

Les intérêts et les autres frais de financement de 0,4 M\$ inscrits pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 avoisinent le montant inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

NRGreen

Faits saillants de l'exploitation

En décembre 2008 et en janvier 2009, chacune des centrales de NRGreen a dû interrompre ses activités en raison d'une défaillance causée par les conditions de grand froid. Une analyse approfondie de la cause des bris de la turbine a été réalisée à l'atelier de réparation du fabricant, puis l'équipement a été remis en état et les activités ont repris à chacune des centrales en janvier et en février 2009.

Faits saillants de nature financière

Les produits d'exploitation de NRGreen pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 se sont chiffrés à 1,0 M\$, en regard de 0,3 M\$ pour le même trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse rend compte des produits supplémentaires tirés des centrales de Loreburn, d'Estlin et d'Alameda, lesquelles ont été mises en service à différentes dates au cours des neuf derniers mois de 2008, et s'explique aussi par l'incidence qu'avait eue la mise hors service de l'usine de Kerrobert pendant 26 jours au cours du premier trimestre de 2008. Ces facteurs favorables ont toutefois été contrebalancés en partie par l'incidence des interruptions d'activités s'ensuivant au cours du premier trimestre de 2009, tel qu'il est mentionné plus haut.

Le bénéfice net avant impôts du trimestre terminé le 31 mars 2009 s'est établi à 0,2 M\$, en regard de néant pour la période correspondante de l'exercice précédent. Au cours du premier trimestre, NRGreen a reçu un montant de 0,3 M\$ à titre de règlement d'une réclamation d'assurance relative aux interruptions dont il est question ci-dessus. Ce montant a été comptabilisé en diminution des frais d'exploitation et d'entretien. La réclamation d'assurance et la hausse des produits ont été partiellement contrebalancées par une augmentation des charges d'exploitation et de la charge d'amortissement qui a découlé du fait que quatre centrales étaient en exploitation pendant le trimestre, en comparaison d'une seule en 2008, et par une augmentation des coûts d'emprunt se rapportant aux montants prélevés sur les facilités de crédit de NRGreen.

East Windsor Cogeneration

La perte avant impôts d'East Windsor Cogeneration pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 s'est chiffrée à 0,1 M\$ et elle se compose principalement de pertes non réalisées liées à des couvertures de taux d'intérêt et de change.

Les travaux liés au projet de construction d'installations de cogénération d'East Windsor Cogeneration vont bon train. Ce projet devrait être achevé dans les limites du budget initial de 103,5 M\$ (montant total de 207 M\$), et la mise en service commerciale est prévue pour le début du troisième trimestre de 2009. La société en commandite ne s'attend pas à ce qu'East Windsor Cogeneration verse des distributions au comptant en 2009 puisque, conformément à son accord de financement, ses flux de trésorerie disponibles doivent d'abord servir à constituer un compte de réserve pour le service de la dette.

Autres

Au cours du premier trimestre, la société en commandite a comptabilisé en résultat net une charge hors trésorerie avant impôts de 2,4 M\$ qui était auparavant incluse dans les autres éléments du résultat étendu, ce qui rend compte de la diminution de la juste valeur de sa participation dans Pristine Power Inc. depuis son premier appel public à l'épargne réalisé en mars 2008. La société en commandite a comptabilisé cette perte en résultat net après avoir jugé que la baisse de la juste valeur était une moins-value durable. La juste valeur a été établie selon le cours de clôture des actions ordinaires de Pristine au 31 mars 2009. Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2008, la société en commandite a constaté un gain de dilution de 4,8 M\$, lequel a résulté de sa non-participation au premier appel public à l'épargne visant les actions ordinaires de Pristine en mars 2008.

Fort Chicago, siège social

(en milliers de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Charges nettes		
Charges nettes avant impôts	11 406	17 400
Charge d'impôts exigibles	102	166
Charge d'impôts futurs	623	3 152
	12 131	20 718

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, la société en commandite a engagé des charges du siège social d'un montant net de 12,1 M\$, contre 20,7 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les charges nettes avant impôts comprennent les pertes de change, qui ont diminué de 6,1 M\$ comparativement au premier trimestre de 2008 pour s'établir à 0,7 M\$, par suite d'une baisse

considérable des distributions effectuées au premier trimestre provenant des participations de la société en commandite aux États-Unis. La société en commandite a aussi engagé une charge d'intérêts et des coûts de financement moins élevés au premier trimestre de 2009 comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, en raison de taux d'intérêt moyens moins élevés et de l'arrivée à échéance, le 30 juin 2008, des débetures convertibles de série A. Ces diminutions des charges ont été contrebalancées partiellement par la hausse des frais liés aux services-conseils et des frais d'aménagement liés aux projets. La charge d'impôts futurs du premier trimestre de 2009 a diminué pour s'établir à 0,6 M\$, contre 3,2 M\$ au premier trimestre de 2008, en raison principalement de l'incidence de la diminution des produits d'exploitation du secteur des LGN.

ÉVOLUTION DES PROJETS EN COURS

Le 1^{er} mai 2009, Jordan Cove Energy Project L.P. et Pacific Connector Gas Pipeline L.P. ont été avisées que la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC ») des États-Unis avait délivré son énoncé des incidences environnementales définitif. Jordan Cove et Pacific Connector avaient chacune déposé, en septembre 2007, une demande auprès de la FERC en vue d'obtenir l'autorisation d'entreprendre, dans le cas de Jordan Cove, la construction d'un terminal d'importation de gaz naturel liquéfié à Coos Bay, en Oregon, et, dans le cas de Pacific Connector, la construction d'un réseau de transport de gaz naturel interétatique de 377 kilomètres reliant le terminal à Malin, en Oregon. Il est prévu que la FERC émette un certificat de commodité et de nécessité publiques au troisième trimestre de 2009. Compte tenu du calendrier actuel de la société en commandite, et sous réserve de la conclusion d'engagements contractuels à long terme, les travaux de construction du terminal de LGN pourraient commencer au cours du deuxième semestre de 2010, avec une entrée en service des deux projets en 2014.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

(en milliers de dollars, sauf les montants par part)	2009		2008		2007			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	150 804	168 629	180 900	178 684	173 217	173 257	153 814	135 945
Bénéfice net (perte)	11 304	(17 949)	27 286	20 117	32 045	24 910	24 536	22 809
Bénéfice net (perte) par part (\$)	0,08	(0,13)	0,20	0,15	0,24	0,19	0,19	0,17
Liquidités distribuables	31 010	22 484	53 285	41 565	44 145	56 845	49 948	39 980
Liquidités distribuables par part (\$)	0,23	0,17	0,40	0,31	0,34	0,43	0,38	0,30
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	44 380	39 279	88 222	39 512	95 599	50 551	62 122	33 689

Les principaux éléments ayant influé sur les résultats financiers trimestriels sont décrits ci-après :

- Au premier trimestre de 2009, aucun montant n'a été comptabilisé en résultat net à titre de produits d'exploitation fondés sur la marge nette découlant de contrats de location, et aucun montant n'a été distribué à la société en commandite à ce titre.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2008 rendent compte d'une perte de valeur des actifs énergétiques de 21,1 M\$, ainsi que d'une importante détérioration des conditions du marché des LGN, qui a entraîné des pertes avant impôts et un faible apport du secteur des LGN de la société en commandite aux liquidités distribuables. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation tiennent compte des paiements d'intérêt semestriels prévus d'Alliance.
- Les résultats du troisième trimestre de 2008 rendent compte de fortes marges dégagées sur les LGN, lesquelles ont entraîné un accroissement du montant généré et constaté par Aux Sable pour le trimestre à titre de produits d'exploitation fondés sur la marge nette découlant de contrats de location, ainsi que de solides résultats d'exploitation et d'importants flux de trésorerie provenant de Fort Chicago Power.
- Les résultats du deuxième trimestre de 2008 rendent compte de la constatation de la totalité des produits d'exploitation fondés sur la marge nette découlant de contrats de location générés par Aux Sable pour le trimestre, de même que des montants générés mais non constatés pendant le premier trimestre de 2008, qui ont été partiellement annulés par la hausse des charges du siège

social, y compris les pertes de change et les impôts. Les liquidités distribuables se sont aussi ressenties de la hausse des impôts décaissés attribuable au fait que le bénéfice d'Aux Sable est devenu pleinement imposable. Comme pour le deuxième et le quatrième trimestres, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation tiennent compte des paiements d'intérêt semestriels prévus d'Alliance.

- Les résultats du premier trimestre de 2008 rendent compte d'une hausse du bénéfice et des flux de trésorerie résultant du règlement de Calpine et de la constatation d'une partie du montant record de produits d'exploitation fondés sur la marge nette découlant de contrats de location qu'a générés Aux Sable pour le trimestre. L'augmentation du bénéfice net reflète aussi le gain de dilution lié à Pristine, qui a été partiellement contrebalancé par une hausse des pertes de change liées aux distributions accrues provenant des participations de la société en commandite aux États-Unis. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont aussi subi l'incidence des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2007 rendent compte du bénéfice et des flux de trésorerie records provenant d'Aux Sable, des résultats d'un trimestre complet de Countryside, acquise en août 2007, et de l'incidence de la réduction des taux d'imposition fédéraux, ces éléments ayant toutefois été partiellement contrebalancés par la hausse des charges du siège social.
- Les résultats du troisième trimestre de 2007 rendent compte du niveau record du bénéfice et des flux de trésorerie provenant d'Aux Sable et des résultats dégagés par l'entreprise nouvellement acquise Countryside.
- Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation du deuxième trimestre de 2007 témoignent de la variation du fonds de roulement attribuable à Aux Sable.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Dans l'ensemble, il n'est survenu aucun changement important touchant la situation financière de la société en commandite ou ses activités depuis le 31 décembre 2008. La société en commandite et chacune de ses entreprises en exploitation maintiennent une structure du capital prudente et elles sont bien placées pour affronter la conjoncture économique difficile actuelle. La société en commandite s'attend à ce que les fonds provenant de l'exploitation et les facilités de crédit actuellement disponibles suffisent à couvrir les distributions et les dépenses en immobilisations projetées, lesquelles étaient négligeables en date des présentes. En outre, la quasi-totalité de sa dette consolidée est à long terme et est amortie sur des périodes qui assurent le remboursement ordonné de tout le capital pendant la durée de vie économique utile estimative de ses actifs. Dans l'ensemble, cette dette est répartie entre les entreprises en exploitation de la société en commandite et leur a été consentie sans possibilité de recours. En outre, comme cette dette porte principalement intérêt à un taux fixe, la société en commandite et ses entreprises en exploitation ne subissent pas les contrecoups de la récente hausse des taux d'intérêt à long terme et le risque de crédit associé à chacune des entités en exploitation s'en trouve réduit. De plus, toutes les facilités de crédit demeurent en règle et ont auparavant été prolongées, ce qui permet à la société en commandite et à chacune de ses entreprises en exploitation de maintenir ces facilités à des écarts de crédit avantageux par rapport aux conditions actuellement offertes sur le marché.

Une partie importante des activités et des flux de trésorerie des entreprises de la société en commandite est libellée en dollars américains. La dépréciation récente du dollar canadien par rapport au dollar américain aura pour effet d'augmenter la valeur canadienne de ces actifs et flux de trésorerie, même si cette augmentation est partiellement contrebalancée par une dette libellée en dollars américains, qui sert de couverture partielle contre les fluctuations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain.

Le 19 mars 2009, la société en commandite a annoncé le rétablissement d'un régime de distribution de primes et de réinvestissement des distributions modifié et mis à jour. Les porteurs de parts qui participent à ce régime peuvent demander qu'une partie de leurs distributions soient réinvesties à un escompte de 5 % dans des parts de catégorie A supplémentaires détenues pour leur compte en vertu du régime ou

qu'elles soient remises à un courtier désigné en échange du paiement d'une prime au comptant correspondant à 102 % du montant réinvesti au titre de la composante distribution de primes du régime. En ce qui concerne les distributions de mars 2009, les porteurs de parts détenant 36 % des parts en circulation de la société en commandite ont choisi de s'inscrire au RRD.

Au 31 mars 2009, l'encaisse et les placements à court terme totalisaient 76,3 M\$ (56,1 M\$ au 31 décembre 2008), dont 50,6 M\$ (24,3 M\$ au 31 décembre 2008) étaient des fonds détenus dans des comptes en fiducie en vertu d'accords de garantie et de financement applicables. Alliance utilise la plus grande partie de ces fonds en fiducie pour combler ses besoins en matière d'exploitation et de fonds de roulement à court terme, y compris pour effectuer ses versements de capital et d'intérêts en juin et en décembre de chaque année.

Les liquidités soumises à restrictions de 12,7 M\$ correspondent principalement aux liquidités d'East Windsor Cogeneration, dont l'utilisation, selon l'accord de financement de cette entreprise, est limitée au paiement de certaines dépenses liées à la construction de la centrale de cogénération d'East Windsor; par conséquent, elles sont présentées séparément au bilan consolidé de la société en commandite.

Activités d'exploitation

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont atteint 44,4 M\$, contre 95,6 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par la baisse du bénéfice provenant d'Aux Sable et le règlement intervenu entre Calpine et Alliance au cours du premier trimestre de 2008. La baisse des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation s'explique également par la variation négative des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, laquelle a résulté principalement du paiement d'impôts sur les bénéfices d'environ 22,7 M\$ se rapportant au bénéfice du secteur des LGN qui a été effectué au cours du premier trimestre et qui était à payer au 31 décembre 2008.

Activités de financement

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, les activités de financement ont consisté en ce qui suit : i) le remboursement d'une dette à long terme de 1,0 M\$ se rapportant à des remboursements de capital prévus sur la dette de premier rang de la société en commandite, ii) une augmentation nette de 19,0 M\$ des facilités de crédit, à savoir des prélèvements d'un montant net de 26,0 M\$ effectués par la société en commandite et des remboursements d'un montant net de 7,0 M\$ effectué par Alliance et iii) le paiement de distributions au comptant de 33,5 M\$ par la société en commandite.

Les activités de financement du trimestre correspondant de l'exercice précédent se composaient de ce qui suit : i) le remboursement d'une dette à long terme de 2,4 M\$, ii) une augmentation nette de 24,9 M\$ des facilités de crédit et iii) le paiement de distributions au comptant de 32,9 M\$ par la société en commandite.

De concert avec ses conseillers, la société en commandite effectue à l'heure actuelle une évaluation du montant, de la structure et de la durée du financement approprié à l'égard de Fort Chicago Power, laquelle avait été financée initialement au moyen d'une facilité de crédit. La société en commandite envisage actuellement un financement à terme totalisant entre 100 M\$ et 125 M\$ sur une période de cinq à sept ans. La société en commandite prévoit conclure ce financement au deuxième ou au troisième trimestre de 2009.

La facilité de crédit américaine d'Aux Sable, composée d'une facilité renouvelable de 14,9 M\$ US et d'une facilité de crédit à terme de 17,1 M\$ US, vient à échéance le 16 août 2010. Selon les modalités de la convention de crédit, le montant total pouvant être prélevé sous forme d'emprunts à terme sera réduit de 30 % le 16 août 2009, ce qui ramènera la limite d'emprunt de la facilité de crédit à terme de 17,1 M\$ US à 12,0 M\$ US. Aux Sable est en pourparlers avec son prêteur en vue de reporter la prise d'effet de cette réduction à août 2010.

Activités d'investissement

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, les activités d'investissement ont consisté en ce qui suit : i) des dépenses en immobilisations de 8,5 M\$ (1,2 M\$ pour Alliance; 0,3 M\$ pour Aux Sable; 0,6 M\$ pour Fort Chicago Power; 0,6 M\$ pour NRGreen; 5,6 M\$ pour East Windsor Cogeneration; 0,2 M\$ pour le siège social) et ii) le prélèvement de liquidités soumises à restrictions de 7,6 M\$ visant à financer des coûts de construction liés à l'usine d'East Windsor Cogeneration.

Les activités d'investissement du trimestre correspondant de l'exercice précédent se composaient de ce qui suit : i) des dépenses en immobilisations de 28,1 M\$, ii) le prélèvement de liquidités soumises à restrictions de 10,6 M\$ et iii) un placement de 11,3 M\$ dans une société fermée du secteur de l'énergie.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Il n'est survenu aucun changement touchant la composition ou l'évaluation des instruments financiers de la société en commandite depuis le 31 décembre 2008.

DISTRIBUTIONS

Politique

La société en commandite verse des distributions mensuelles aux porteurs de parts inscrits à la clôture des registres le dernier jour ouvrable de chaque mois. Ces distributions sont versées le 23^e jour du mois qui suit la date de clôture des registres ou, si cette date n'est pas un jour ouvrable, le jour ouvrable précédent.

La société en commandite a pour politique générale d'établir et de maintenir des distributions mensuelles stables et prévisibles, en tenant compte du solde de son compte de distribution cumulé, du montant prévu de ses liquidités distribuables et de ses besoins en capital de croissance.

Maintien des distributions et capacité de production

La société en commandite a l'intention de continuer à verser des distributions au comptant, bien qu'elle ne puisse garantir qu'elle sera en mesure de le faire et qu'elle ne soit pas non plus tenue de le faire selon la loi. Le maintien des distributions est fonction de plusieurs facteurs, notamment le bénéfice et les flux de trésorerie dégagés par la société en commandite et ses entreprises, y compris Alliance Pipeline, qui est une entreprise à tarifs réglementés, le maintien constant de la capacité de production et de la rentabilité de chaque entreprise et la capacité de la société en commandite à respecter ses clauses restrictives et à refinancer sa dette à l'échéance. Pour obtenir plus de renseignements sur les risques et incertitudes importants liés à la société en commandite et à chacune de ses entreprises, se reporter à la rubrique « Risques d'entreprise courants » du rapport de gestion de la société en commandite établi en date du 31 décembre 2008.

Distributions payées et à payer par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et au bénéfice net

(en milliers de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2008	2007
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	44 380	95 599	262 612	204 852
Bénéfice net	11 304	32 045	61 499	86 157
Distributions payées et à payer	33 513	32 941	133 150	123 699
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sur les distributions payées et à payer	10 867	62 658	129 462	81 153
Insuffisance du bénéfice net par rapport aux distributions payées et à payer	(22 209)	(896)	(71 651)	(37 542)

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sur les distributions payées et à payer représente généralement les fonds devant être affectés aux investissements de maintien et à l'amortissement prévu de la dette à long terme ainsi que les fonds retenus pour financer la croissance, y compris les fonds détenus en fiducie.

Les distributions payées et à payer sont en général plus élevées que le bénéfice net, car le bénéfice net de la société en commandite comprend certaines charges hors trésorerie, telles que les gains et les pertes de change, la perte de valeur des actifs, l'amortissement et les impôts sur les bénéfices futurs, qui ne sont pas incluses dans le calcul du montant des liquidités disponibles à des fins de distribution.

Calcul des liquidités distribuables

Le montant des liquidités distribuables dont dispose la société en commandite varie selon les facteurs suivants : i) les distributions reçues ou à recevoir de ses entreprises en exploitation qui, dans chaque cas, sont établies après prise en compte de l'amortissement prévu de la dette à long terme et des dépenses en immobilisations qui ne sont pas axées sur la croissance ni recouvrables, ii) les paiements de soutien à l'exploitation requis par les entreprises de la société en commandite, iii) tous les impôts au comptant et les frais de financement de la société en commandite, y compris les remboursements prévus du capital sur la dette à long terme, iv) les frais généraux et les frais d'administration de la société en commandite et v) les réserves de liquidités de la société en commandite.

	Trimestres terminés les 31 mars	
(en milliers de dollars, sauf les montants par part)	2009	2008
Rentrées de fonds		
Distributions d'Alliance, avant les retenues au titre des dépenses en immobilisations et après le service de la dette	30 888	37 498
Liquidités distribuables d'AECS, après les dépenses en immobilisations non recouvrables et le service de la dette	3 745	3 942
Distributions d'Aux Sable, après les paiements de soutien, les coûts non recouvrables liés au service de la dette et les investissements de maintien	(775)	10 240
Liquidités distribuables de Fort Chicago Power, après les investissements de maintien et le service de la dette	4 622	(385)
Distributions de NRGreen, avant les retenues au titre des frais d'aménagement liés aux projets	440	250
Produits d'intérêts et autres produits	656	326
	39 576	51 871
Sorties de fonds		
Frais généraux et frais d'administration	4 629	3 066
Intérêts et autres frais de financement	2 963	5 054
Impôts sur les bénéfices	38	133
Remboursements de capital sur la dette de premier rang	936	803
	8 566	9 056
Liquidités distribuables¹⁾	31 010	42 815
Liquidités distribuables par part (\$) ²⁾	0,23	0,33
Distributions payées et à payer	33 513	32 941
Distributions payées et à payer par part (\$)	0,25	0,25

¹⁾ Se reporter au tableau suivant pour obtenir le rapprochement des liquidités distribuables et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

²⁾ Le nombre de parts ayant servi au calcul des liquidités distribuables par part est fondé sur le nombre moyen de parts en circulation à chaque date de clôture des registres. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, le nombre moyen de parts en circulation ayant servi à établir le montant de base s'élevait à 134 110 877 (131 816 446 en 2008) et celui ayant servi à établir le résultat dilué s'élevait à 136 372 498 (136 483 012 en 2008). Le nombre de parts en circulation augmenterait de 2 261 621 parts (4 754 174 parts en 2008) si les débetures convertibles en cours au 31 mars 2009 étaient converties en parts.

Les liquidités distribuables du trimestre terminé le 31 mars 2009 se sont établies à 31,0 M\$, ou à 0,23 \$ par part, contre 42,8 M\$, ou 0,33 \$ par part, pour le trimestre correspondant de 2008. Cette baisse rend compte de la diminution importante des distributions d'Aux Sable, lesquelles se sont établies à (0,8) M\$ pour le premier trimestre de 2009, ce qui représente les droits fixes versés à Aux Sable, déduction faite des paiements de soutien, qui ont été plus élevés. Bien qu'Aux Sable ait généré, au cours du premier trimestre de 2009, un montant de 4,7 M\$ au titre de produits d'exploitation fondés sur la marge nette découlant de contrats de location, elle a comme politique de distribuer ces fonds selon un calendrier cohérent avec la comptabilisation du bénéfice, comme le permettent les PCGR. Les résultats de Fort Chicago Power se sont sensiblement améliorés ce trimestre, si bien que celle-ci a généré des liquidités distribuables de 4,6 M\$, contre (0,4) M\$ pour le trimestre correspondant de 2008. Cette augmentation rend compte des liquidités supplémentaires générées par Brush II et la centrale de cogénération de London, ainsi que d'une baisse importante des investissements de maintien, lesquels avaient été plus élevés pour le premier trimestre de l'exercice précédent en raison des travaux d'envergure qui avaient été effectués aux centrales de Ripon et de San Gabriel au cours de ce trimestre. La baisse générale des liquidités distribuables rend également compte de la diminution des distributions d'Alliance, qui s'explique par le fait que les distributions du premier trimestre de 2008 incluaient les fonds reçus de Calpine en guise de règlement. Cette diminution a cependant été compensée en partie par l'incidence du fléchissement du dollar canadien. Les charges du siège social se sont établies à 8,5 M\$ pour le trimestre, en baisse de 0,6 M\$ par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, les frais liés aux services-conseils ayant été plus que compensés par une baisse des coûts d'emprunt se rapportant aux facilités de crédit de la société en commandite.

Rapprochement des liquidités distribuables et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

(en milliers de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Flux de trésorerie consolidés liés aux activités d'exploitation	44 380	95 599
Déduire les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation attribuables aux entreprises conjointes ¹⁾	(36 969)	(53 404)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation attribuables aux entreprises en propriété exclusive ²⁾	7 411	42 195
Ajouter (déduire) les montants attribuables aux entreprises en propriété exclusive		
Frais d'aménagement liés aux projets	2 764	2 043
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	16 953	(1 123)
Versements de capital sur les billets de premier rang	(1 564)	(3 512)
Investissements de maintien	(213)	(1 399)
Distributions générées supérieures aux distributions reçues ³⁾	5 659	4 611
Liquidités distribuables	31 010	42 815

¹⁾ Ce montant correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation attribuables aux entreprises conjointes qui ne sont pas sous le contrôle unique de la société en commandite et qui ne sont donc pas inclus dans les liquidités distribuables avant que des distributions ne soient déclarées par les entreprises conjointes.

²⁾ Déduction faite des paiements de soutien à Alliance Canada Marketing de 2,8 M\$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (1,1 M\$ en 2008).

³⁾ Ce montant correspond à la différence entre les distributions déclarées par les entreprises conjointes et les distributions reçues.

Compte de distribution

Le compte de distribution de la société en commandite correspond à l'excédent des liquidités distribuables générées par ses entreprises en exploitation sur le montant total des distributions payées et à payer et des frais d'aménagement liés aux projets, dans chaque cas, depuis leur établissement. Les frais d'aménagement liés aux projets sont financés à partir du compte de distribution et sont exclus du calcul des liquidités distribuables, car ils représentent des coûts discrétionnaires dont la possibilité de recouvrement n'est pas établie et qui ont été engagés pour évaluer la viabilité commerciale de nouveaux

projets non liés aux activités existantes de la société en commandite. Le compte de distribution ne constitue pas un solde de trésorerie, car les fonds retenus par la société en commandite sont généralement utilisés pour réduire la dette ou pour financer des investissements, y compris des acquisitions, qui devraient générer des liquidités distribuables et un bénéfice additionnels. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, le compte de distribution a diminué de 6,0 M\$, pour s'établir à 76,9 M\$.

(en milliers de dollars)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2009	2008
Solde d'ouverture	82 925	69 799
Liquidités distribuables supérieures (inférieures) aux distributions payées et à payer	(2 503)	9 874
Frais d'aménagement liés aux projets ¹⁾	(3 473)	(2 609)
Solde de clôture	76 949	77 064

1) Ce montant correspond aux frais d'aménagement liés à des projets financés par la société en commandite, dont la plus grande partie se rapporte à Jordan Cove et à Pacific Connector.

NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

À compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les normes internationales d'information financière (les « IFRS »). Certaines normes canadiennes seront modifiées pour concorder avec les IFRS avant la date de conversion. Les états financiers consolidés de la société en commandite jusqu'à ceux de l'exercice se terminant le 31 décembre 2010, inclusivement, demeureront présentés conformément aux PCGR du Canada, tels qu'ils sont actuellement en vigueur, à chaque date de présentation de l'information. Les états financiers du trimestre terminé le 31 mars 2011, y compris les chiffres correspondants, seront présentés conformément aux IFRS.

En vue du passage aux IFRS, la société en commandite a constitué une équipe de projet et un comité d'orientation générale. Un plan visant la conversion des états financiers consolidés en états financiers conformes aux IFRS a aussi été établi. Les employés clés reçoivent une formation qui se poursuivra tout au long du processus de conversion. La société en commandite surveille l'incidence de la transition sur ses systèmes d'information, ses contrôles internes à l'égard de l'information financière et ses contrôles et procédures de communication de l'information. Les différences entre les IFRS et les conventions comptables actuelles de la société en commandite font l'objet d'une analyse, et l'incidence des diverses solutions envisageables est évaluée. Des modifications aux conventions comptables sont probables et susceptibles d'influer considérablement sur les états financiers consolidés. Comme des modifications seront probablement apportées aux IFRS avant la date de conversion, il est impossible pour l'instant d'évaluer l'incidence finale qu'aura l'adoption des IFRS sur les états financiers consolidés de la société en commandite.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Les procédures de contrôle interne à l'égard de l'information financière n'ont pas été modifiées, au cours du trimestre terminé le 31 mars 2009, d'une façon qui ait nui, ou qui soit vraisemblablement susceptible de nuire, à leur efficacité.