

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

Ce rapport de gestion a été établi en date du 22 mars 2010.

Le but de ce rapport de gestion est de fournir au lecteur une vue d'ensemble de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés vérifiés et les notes afférentes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Les résultats de la Société sont exprimés en dollars canadiens. Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent avoir une incidence sur certains calculs.

### ÉTABLISSEMENT, MAINTIEN ET ÉVALUATION DES CIIF ET DES CPCI

Le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière de la Société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

- des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») pour fournir l'assurance raisonnable que : (i) l'information d'importance concernant la Société est communiquée par d'autres personnes au président et chef de la direction et au vice-président et chef de la direction financière du gestionnaire en temps opportun, en particulier pendant la période où les documents intermédiaires et annuels sont établis, et (ii) l'information que la Société doit présenter dans ses documents intermédiaires, documents annuels et autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières est enregistrée, traitée, synthétisée et présentée dans les délais prescrits par cette législation.
- le contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR du Canada applicables à la Société.

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière de la Société ont évalué l'efficacité des CPCI et CIIF au 31 décembre 2009 et ont conclu que ceux-ci étaient efficaces et qu'il n'y avait aucune faiblesse importante à l'égard des CPCI et des CIIF. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur les CIIF.

### ÉNONCÉS PROSPECTIFS

En vue d'informer les actionnaires et les investisseurs éventuels sur les perspectives d'avenir de la Société, les rubriques du présent rapport de gestion peuvent contenir des énoncés prospectifs au sens des lois sur les valeurs mobilières (les « énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs se reconnaissent généralement à l'emploi de termes tels que « prévoir », « croire », « pouvoir », « plans », « budgets », « estimer », « projeter », « planifier » et d'autres termes semblables indiquant que certains événements se produiront. Ces énoncés prospectifs expriment, en date du présent rapport de gestion, les estimations, prévisions, projections, attentes ou opinions de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs. Ils sont assujettis à des risques connus et inconnus, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants, de sorte que les résultats ou le rendement réels de la Société pourraient différer sensiblement des résultats ou du rendement prévisionnels exprimés ou présentés dans de tels énoncés prospectifs. Les risques et incertitudes importants qui pourraient faire différer de façon significative les résultats réels et les événements futurs des attentes actuelles exprimées sont examinés à la rubrique *Risques et incertitudes* de ce rapport de gestion. Ils comprennent notamment les suivants : la mise en œuvre de la stratégie, les ressources en capital, les instruments financiers dérivés, la crise économique et financière actuelle, le régime hydrologique et éolien, l'investissement dans le Fonds (tel que défini aux présentes), la construction et la conception, le développement de nouvelles installations, le rendement des projets, la défaillance de l'équipement, le taux d'intérêt et le risque lié au refinancement, l'effet de levier financier et les clauses restrictives, la convention de séparation et la relation avec les entreprises de services publics. Bien que la Société estime que les attentes suscitées par ces énoncés prospectifs sont basées sur des fondements et des hypothèses valables et raisonnables, il existe un risque que ces énoncés prospectifs se révèlent inexacts. Les lecteurs du présent rapport de gestion sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs subséquents, qu'ils soient écrits ou verbaux, imputables à la Société ou à une personne qui agit en son nom, sont expressément présentés sous réserve de ces avertissements. La Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser ces énoncés prospectifs pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la loi ne l'exige.

# RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

## VUE D'ENSEMBLE

### Regroupement stratégique d'Innergex Énergie, Fonds de revenu et d'Innergex

Le 1<sup>er</sup> février 2010, Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds »), une fiducie inscrite à la cote de la Bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole IEF.UN et Innergex ont annoncé la conclusion d'une entente définitive visant un regroupement stratégique (le « regroupement ») des deux entités, aux termes de laquelle le Fonds acquiert Innergex par voie d'une prise de contrôle inversée, donnant simultanément effet à la conversion du Fonds en une société par actions. Le regroupement créera une société produisant uniquement de l'énergie propre qui sera l'un des plus importants producteurs indépendants d'énergie renouvelable au Canada. Un complément d'information sur le regroupement figure à la rubrique « Événements postérieurs » du présent rapport de gestion.

### Général

La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable et, en vertu d'ententes à long terme, offre des services de gestion et d'administration au Fonds. Les actions de la Société sont inscrites au TSX sous le symbole INE. La Société est parmi les plus actives au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada et concentre ses activités dans les projets hydroélectriques et éoliens qui bénéficient de faibles frais d'exploitation et de gestion, ainsi que de technologies simples et éprouvées. L'équipe de direction de la Société est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé, ou remis à neuf, et mis en service commercial par l'intermédiaire de diverses entreprises, 15 centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 548 mégawatts (« MW »).

En date au présent rapport de gestion, la Société détient les participations suivantes :

- cinq installations en exploitation représentant une puissance installée nette cumulée de 115,8 MW (puissance brute de 197,9 MW). Ces participations consistent en quatre centrales hydroélectriques et un parc éolien ayant une puissance installée nette cumulée de 74,2 MW (puissance brute de 88,4 MW) et de 41,6 MW (puissance brute de 109,5 MW), respectivement. Ces installations, mises en service entre décembre 2005 et janvier 2010, ont un âge moyen pondéré d'environ 1,0 an. Elles vendent l'énergie produite en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante est de 24,1 années;
- quatre projets en développement d'une puissance installée nette cumulée de 127,6 MW (puissance brute de 319,9 MW) pour lesquels des CAÉ ont été conclus avec des entreprises de services publics. Il est prévu que les travaux de construction commenceront pour trois de ces projets en 2010 et pour le dernier projet en 2011. Les projets devraient être au stade de la mise en service commercial en 2011 et 2012;
- des Projets potentiels d'une puissance nette de plus de 1 600 MW (puissance brute de 1 800 MW) à différents stades de développement;
- une participation directe de 16,1 % dans le Fonds, qui détient une participation indirecte dans dix centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens, représentant une puissance installée nette totale de 210 MW (puissance brute de 340 MW).

Les flux de trésorerie de la Société proviennent de sources diversifiées. Premièrement, en tant que propriétaire de participations dans quatre centrales hydroélectriques et un parc éolien en exploitation, la Société perçoit les produits de la vente de l'électricité générée par ces installations. Deuxièmement, en tant que propriétaire d'une participation de 16,1 % dans le Fonds, la Société reçoit des distributions en trésorerie mensuelles stables. Troisièmement, en tant que gestionnaire du Fonds, la Société touche des honoraires annuels de gestion et d'administration et des honoraires incitatifs. Quatrièmement et en dernier lieu, en tant que promoteur d'installations d'énergie renouvelable, la Société prévoit que ses produits provenant de la production d'électricité augmenteront au cours des prochains exercices, compte tenu de la mise en service commerciale prévue de certains projets en développement.

### Portefeuille de projets

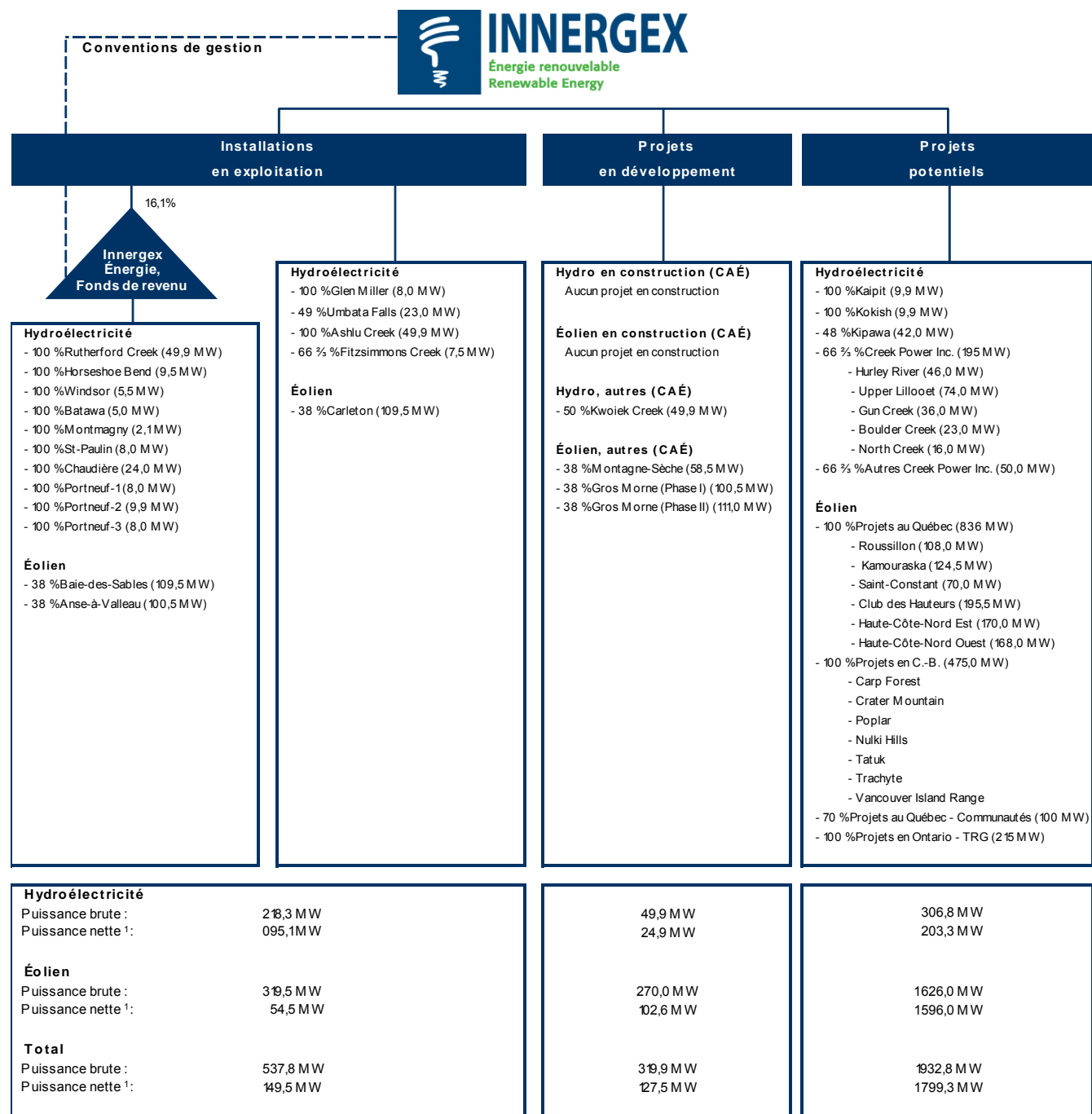
Le portefeuille de la Société se compose de participations dans trois groupes de projets de production d'énergie :

- les installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »);
- les projets pour lesquels des CAÉ ont été conclus et qui sont en construction ou ont des dates prévues de mise en service commercial (les « Projets en développement »);
- les projets pour lesquels certains droits d'utilisation des terrains ont été obtenus et pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou une proposition a été soumise aux termes d'un Appel d'offres (« AO ») ou pourrait être soumise dans le cadre d'un Programme d'offre standard (« POS ») ou du Programme de tarifs de rachat garantis (« Programme de TRG ») (les « Projets potentiels »).

# RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

Le tableau suivant présente les participations directes et indirectes de la Société dans les Installations en exploitation, les Projets en développement et les Projets potentiels.



1. La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à la Société en fonction de sa participation dans ces installations et projets, la puissance restante étant attribuable à la propriété des partenaires stratégiques.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### INSTALLATIONS EN EXPLOITATION

Les participations de la Société dans les 17 installations en exploitation sont notamment les suivantes :

- participation de 100 % dans la centrale hydroélectrique Glen Miller de 8,0 MW;
- participation de 49 % dans la centrale hydroélectrique Umbata Falls de 23,0 MW;
- participation de 38 % dans le parc éolien Carleton de 109,5 MW;
- participation de 100 % dans la centrale hydroélectrique Ashlu Creek de 49,9 MW;
- participation de 66 ⅔ % dans la centrale hydroélectrique Fitzsimmons Creek de 7,5 MW;
- participations dans 12 Installations en exploitation (puissance installée nette totale de 210 MW) détenues par l'entremise de sa participation directe de 16,1 % dans le Fonds.

#### Centrale Glen Miller

La centrale Glen Miller est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 8,0 MW située sur la rivière Trent à Trenton, en Ontario, ayant une production annuelle estimée de 41 606 mégawattheures (« MWh »). La construction de cette centrale a commencé en janvier 2004 et a été complétée en décembre 2005. La centrale Glen Miller a un CAÉ avec l'Ontario Power Authority (« OPA ») à l'égard de la totalité de l'énergie qu'elle produit jusqu'au 19 décembre 2025. Le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année, une tranche égale à 15 % du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ de Glen Miller est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'indice des prix à la consommation (« IPC »). Le prix moyen de l'électricité livrée à l'OPA en 2009 était de 67,12 \$/MWh (67,47 \$/MWh en 2008). La Société détient 100 % de ce projet.

#### Centrale Umbata Falls

La centrale Umbata Falls est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 23,0 MW située sur la rivière White, un affluent du lac Supérieur, environ 30 kilomètres au sud-est de Marathon, en Ontario. Sa production annuelle estimée est de 109 102 MWh. La construction du projet Umbata Falls a commencé en juin 2006 et a été complétée le 12 novembre 2008. Le projet Umbata Falls a un CAÉ avec l'OPA à l'égard de la totalité de l'énergie qu'il produit jusqu'au 12 novembre 2028. Le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année pendant la durée du CAÉ, une tranche égale à 15 % du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'IPC. Le prix moyen de l'électricité livrée à l'OPA en 2009 s'est établi à 83,40 \$/MWh (83,51 \$/MWh du 12 novembre 2008 au 31 décembre 2008), incluant les paiements reçus en vertu du Programme écoÉNERGIE, une initiative du gouvernement fédéral visant à appuyer l'énergie renouvelable au Canada. Le Programme écoÉNERGIE offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation de cette centrale. La Société détient une participation de 49 % dans ce projet.

#### Parc éolien Carleton

Le parc éolien Carleton est une installation de 109,5 MW située dans la ville de Carleton-sur-Mer et la municipalité régionale du comté de Bonaventure, au Québec. Sa production annuelle estimée est de 340 523 MWh. La construction du projet Carleton a débuté en octobre 2007 et a été complétée le 22 novembre 2008. Le parc éolien Carleton a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de la totalité de l'énergie qu'il produit jusqu'au 22 novembre 2028. Le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année pendant la durée du CAÉ, une tranche égale à environ 18 % du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'IPC. Le prix moyen de l'électricité livrée à Hydro-Québec en 2009 s'est établi à 80,59 \$/MWh (80,37 \$/MWh du 22 novembre 2008 au 31 décembre 2008), incluant les paiements nets reçus en vertu du Programme écoÉNERGIE. En vertu du CAÉ, Hydro-Québec Distribution a droit à 75 % des paiements reçus par le parc éolien Carleton aux termes du Programme écoÉNERGIE. La Société détient une participation de 38 % dans ce projet.

#### Centrale Ashlu Creek

La centrale Ashlu Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 49,9 MW située sur la rivière Ashlu, un affluent de la rivière Squamish, à environ 35 kilomètres au nord-ouest de Squamish, en Colombie-Britannique (« C.B. »). Sa production annuelle estimée est de 265 000 MWh. La construction du projet Ashlu Creek a débuté en août 2006 et a été complétée le 29 novembre 2009. Le projet Ashlu Creek a un CAÉ avec *British Columbia Hydro and Power Authority* (« BC Hydro ») à l'égard de la totalité de l'énergie qu'il produit jusqu'au 29 novembre 2039. Le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année pendant la durée du CAÉ, une tranche égale à 50 % du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'IPC. Le prix moyen de l'électricité livrée à BC Hydro du 29 novembre 2009 au 31 décembre 2009 a été de 74,74 \$/MWh, incluant les paiements de 10 \$/MWh reçus en vertu du Programme écoÉNERGIE. La Société détient 100 % de ce projet.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### Centrale Fitzsimmons Creek

La centrale Fitzsimmons Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 7,5 MW située sur la rivière Fitzsimmons, entre les montagnes de Whistler et de Blackcomb dans la municipalité touristique de Whistler, en Colombie-Britannique. Sa production annuelle estimée est de 33 000 MWh. La construction du projet Fitzsimmons Creek a débuté en juillet 2008 avant l'acquisition par la Société d'une participation de 66 ⅔ % le 29 août 2008 et été complétée le 26 janvier 2010. Le projet Fitzsimmons Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite jusqu'au 26 janvier 2050.

Le prix de l'électricité livrée aux termes du CAÉ est de 84,85 \$/MWh. Le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année pendant la durée du CAÉ, une tranche égale à 50 % du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'IPC, au cours des 12 mois précédents, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010. La centrale a droit également à un paiement équivalent à 3,10 \$/MWh à l'égard de l'électricité achetée aux termes du CAÉ, à titre de compensation pour les avantages dont bénéficie BC Hydro quant aux caractéristiques environnementales de l'énergie produite. Ce paiement de 3,10 \$/MWh est pleinement indexé en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'IPC, au cours des 12 mois précédents, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009. Enfin, la centrale a droit à des paiements de 10 \$/MWh en vertu du Programme écoÉNERGIE.

La Société détient 66 ⅔ % des droits de vote à l'égard de la centrale Fitzsimmons Creek, mais a droit à une part plus importante de sa valeur économique par l'entremise d'un rendement privilégié de 12,5 % sur les investissements de la Société dans le projet, à concurrence de 25 % du total des coûts. Au 31 décembre 2009, la participation de la Société avait atteint le montant maximal de 8,3 M\$.

### Participation de 16,1 % dans Innergex Énergie, Fonds de revenu

Innergex Énergie, Fonds de revenu est une fiducie de revenu à capital variable qui possède indirectement des intérêts dans dix centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens d'une puissance installée nette cumulée de 210 MW (puissance brute de 340 MW). Les centrales et les parcs éoliens sont gérés par la Société, en tant que gestionnaire, par l'entremise de contrats à long terme avec le Fonds.

Toutes les installations de production d'électricité du Fonds vendent l'électricité produite en vertu de CAÉ à long terme conclus avec des entreprises de services publics bénéficiant de cotes de crédit qui varient de BBB à AAA selon Standard & Poor's (« S&P »). En date du présent rapport de gestion, l'âge moyen pondéré des installations est d'environ 7,2 ans et la durée de vie restante des CAÉ pondérée en fonction de la puissance installée est de 14,4 années, sans tenir compte des clauses de renouvellement. La Société détient 4 724 409 parts, ou environ 16,1 % des parts du Fonds émises et en circulation. La politique actuelle de distribution du Fonds est de verser annuellement 1,00 \$ par part de fiducie aux porteurs de parts sur une base mensuelle. Un complément d'information sur la politique de distribution future du Fonds figure à la rubrique « Événements postérieurs » du présent rapport de gestion.

De l'information supplémentaire sur le Fonds figure sur le site Web SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Cette information n'est pas intégrée par renvoi.

## **RAPPORT DE GESTION**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### **PROJETS EN DÉVELOPPEMENT**

La Société détient présentement quatre projets en construction dont l'exploitation commerciale devrait débuter en 2011 et 2012.

#### **Projet Kwoiek Creek**

Le projet Kwoiek Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 49,9 MW et d'une production annuelle estimée de 215 000 MWh. La centrale est située à la confluence de la rivière Kwoiek et de la rivière Fraser, environ 14 kilomètres au sud de Lytton, en Colombie-Britannique. La construction du projet Kwoiek Creek devrait débuter au deuxième semestre de 2010 et l'exploitation commerciale, en 2012. Le projet Kwoiek Creek a conclu un CAÉ avec BC Hydro, qui expirera 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale, à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite. Le prix de l'électricité livrée en vertu du CAÉ est de 81,68 \$/MWh. Une portion correspondant à 30 % du prix de l'électricité doit être rajustée selon l'augmentation ou la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006 et au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année par la suite pendant la durée du CAÉ. BC Hydro a le droit de mettre fin au CAÉ si la mise en service commercial du projet Kwoiek Creek n'a pas encore eu lieu le 5 mai 2011, sous réserve de prorogations liées aux cas de force majeure prévus dans le CAÉ. Le consentement de BC Hydro à une prorogation sera demandé étant donné que la mise en service commercial est prévue pour 2012. La Société prévoit que cette prorogation sera accordée du fait que le prix de vente selon le CAÉ est inférieur au prix des récents CAÉ de BC Hydro.

La Société détient 50 % des droits de vote dans le projet Kwoiek Creek mais détient une part plus grande de sa valeur économique par l'entremise d'un rendement privilégié sur les investissements de la Société dans le projet. En vertu de l'entente de développement, la Société peut investir à concurrence de 20,0 M\$ et son partenaire, à hauteur de 3,0 M\$, en instruments portant intérêt aux fins du développement de cette centrale. Ces instruments portent intérêt à un taux de 20 % pendant la phase de développement et de 14 % pendant celles de la construction et de l'exploitation. Au 31 décembre 2009, l'investissement total de la Société dans le projet s'élevait à 8,0 M\$.

#### **Projet Montagne-Sèche**

Le projet Montagne-Sèche est un parc éolien situé dans la municipalité du canton de Cloridorme, au Québec. Le projet est d'une puissance installée prévue de 58,5 MW et une production annuelle estimée de 182 743 MWh. L'exploitation commerciale devrait commencer en 2011. Le projet a conclu un CAÉ avec Hydro-Québec, qui expire 20 ans après le début de l'exploitation commerciale, à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ qui est basée sur le prix au 1<sup>er</sup> janvier 2004, soit 68,80 \$/MWh, et rajusté annuellement conformément à l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés. La Société détient une participation de 38 % dans ce projet.

#### **Projet Gros Morne – Phase I**

Le projet Gros Morne phase I est un parc éolien situé dans la municipalité de Mont-Louis et la municipalité de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec. Le projet Gros Morne phase I est d'une puissance installée prévue de 100,5 MW et d'une production annuelle prévue de 312 535 MWh. L'exploitation commerciale du projet devrait débuter en 2011. Les projets Gros Morne phase I et phase II ont le même CAÉ avec Hydro-Québec, qui expire 21 ans après le commencement de l'exploitation commerciale du projet Gros Morne phase I, à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec aux termes du CAÉ des deux phases du projet Gros Morne a été établi à 65,58 \$/MWh au 1<sup>er</sup> janvier 2004 et est rajusté annuellement conformément à l'IPC et à certains autres facteurs qui y sont précisés. La Société détient une participation de 38 % dans ce projet.

#### **Projet Gros Morne – Phase II**

Le projet Gros Morne phase II est un parc éolien situé dans la municipalité de Mont-Louis et la municipalité de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec. Le projet Gros Morne phase II est d'une puissance installée prévue de 111,0 MW et d'une production annuelle prévue de 345 188 MWh. L'exploitation commerciale du projet devrait débuter en 2012. Les projets Gros Morne phase I et phase II ont le même CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite. Veuillez vous reporter au paragraphe précédent pour plus de détails au sujet du CAÉ. La Société détient une participation de 38 % dans ce projet.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### PROJETS POTENTIELS

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette de plus de 1 600 MW (puissance brute de 1 800 MW), sont à l'étape préliminaire de leur développement. Le 11 mars 2010, BC Hydro a annoncé que trois Projets potentiels hydroélectriques de la Société, représentant un total de 113 MW, sur les cinq soumis en vertu de l'AO émis en 2008 par BC Hydro pour l'acquisition d'énergie propre (« AO 2008 ») ont été retenus pour l'octroi de CAÉ. Un complément d'information sur cette annonce figure à la rubrique « Événements postérieurs » du présent rapport de gestion. Certains Projets potentiels visent des AO futurs précis, tandis que d'autres pourront faire l'objet d'AO futurs qui ne sont pas encore annoncés. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des Projets potentiels sera réalisé.

La notice annuelle de la Société pour l'année terminée le 31 décembre 2009 déposée sur [www.sedar.com](http://www.sedar.com) présente de l'information complémentaire au sujet des installations et des projets de la Société.

### STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société consiste à développer ou acquérir des installations de production d'énergie de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi. En tant que producteur indépendant d'énergie propre, la Société vise à créer de la valeur à partir de sources d'énergie renouvelable.

#### Relations stratégiques

La Société collabore souvent avec un partenaire stratégique lorsqu'elle présente des projets dans le cadre d'un AO. Dans de tels cas, la Société et le partenaire stratégique partagent la propriété des projets. Les partenaires actuels sont TransCanada Energy Ltd. (propriétaire de 62 % du parc éolien Carleton et des projets éoliens Montagne-Sèche et Gros Morne), la bande amérindienne de Kanaka Bar (propriétaire de 50 % du projet Kwoiek Creek), les Ojibways des Premières nations de Pic River (propriétaires de 51 % du projet Umbata Falls) et Ledcor Power Group Ltd. (propriétaire de 33 ⅓ % du projet Fitzsimmons Creek et d'autres projets de Creek Power Inc.). La puissance de la Société pondérée en fonction de ses participations représente i) 149,5 MW des 537,8 MW de puissance des Installations en exploitation, incluant sa participation de 16,1 % dans le Fonds, ii) 127,6 MW des 319,9 MW de puissance des Projets en développement, et iii) 1 799 MW sur une puissance de 1 933 MW des Projets potentiels.

#### Secteurs de croissance

La Société a tout lieu de croire que des occasions au titre d'AO futurs continueront de se présenter, particulièrement au Québec, en Colombie-Britannique et en Ontario puisque ces provinces continuent d'augmenter leurs cibles de production d'énergie renouvelable. La Société a toujours concentré ses soumissions en réponse à des AO lancés dans ces trois provinces, où elle connaît habituellement un niveau élevé de succès.

Le 11 mars 2010, BC Hydro a annoncé que trois Projets potentiels hydroélectriques de la Société, représentant un total de 113 MW, sur les cinq soumis le 25 novembre 2008 en vertu de l'AO 2008 ont été retenus pour l'octroi de CAÉ. Un complément d'information sur cette annonce figure à la rubrique « Événements postérieurs » du présent rapport de gestion.

Le 30 novembre 2009, la Société a présenté plusieurs projets éoliens pendant la période de lancement du Programme de TRG de l'Ontario. En fonction de la mise en œuvre de l'expansion du transport, la Société prévoit que 215 MW environ de ces demandes pourraient donner lieu à l'octroi éventuel de contrats de TRG.

La Société est actuellement en pourparlers avec des communautés locales afin de soumettre des projets éoliens en vertu de l'AO de 250 MW relatif aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec émis en 2009. La Société compte présenter des projets portant sur un total de 100 MW. Les projets doivent être soumis en mai 2010 et l'annonce de l'octroi des contrats devrait avoir lieu avant la fin de 2010.

L'équipe de direction de la Société considère également que les États-Unis constituent un marché attrayant et continuera à évaluer les possibilités qui s'y trouvent, particulièrement à la lumière de l'objectif de l'administration Obama d'augmenter la production d'énergie renouvelable. Le *Global Wind Energy Council* (« GWEC ») a indiqué que près de 10 000 MW d'énergie éolienne ont été installés aux États-Unis en 2009, soit une hausse de 39 % de la puissance installée totale qui s'établit maintenant à 35 000 MW.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### Diversification

La Société peut également connaître une expansion au moyen de l'acquisition de projets potentiels qui sont à différentes étapes de développement ou d'actifs de production d'énergie adéquats qui sont déjà en service commercial. En tant qu'entreprise ouverte, la Société pourrait utiliser ses capitaux propres pour financer les acquisitions éventuelles. Comme elle l'a fait dans le passé, la Société continuera à concentrer ses activités sur les centrales hydroélectriques et les parcs éoliens, même si elle peut chercher à croître au moyen d'autres formes de production d'énergie renouvelable, y compris l'énergie solaire et géothermique, si des occasions rentables dans ces secteurs se développent. Des projets futurs pourraient être mis en œuvre dans n'importe quelle région où ces occasions rentables existent, mais la Société prévoit que de tels projets seront principalement situés au Canada et aux États-Unis. Même si la Société prévoit continuer à se concentrer sur la vente d'électricité au moyen de CAÉ à long terme, elle pourrait également envisager d'entrer dans le marché de l'électricité à titre de grossiste si elle repère des occasions rentables.

### Facteurs clés de croissance

La croissance future de la Société sera influencée par les cinq facteurs clés suivants :

- (i) la demande d'énergie renouvelable de la population et des gouvernements;
- (ii) sa capacité à évaluer et à obtenir les meilleurs sites potentiels dans le but de développer de nouveaux projets en collaboration avec les communautés locales;
- (iii) sa capacité à conclure des CAÉ intéressants et à obtenir les permis environnementaux et autres permis requis;
- (iv) sa capacité à prévoir convenablement le total des coûts de construction, les produits d'exploitation et les charges prévus pour chacun de ses projets; et
- (v) la disponibilité du financement.

Compte tenu de la menace du réchauffement climatique ainsi que de la reconnaissance et du soutien grandissants des gouvernements à l'égard du besoin de protéger l'environnement, la Société est d'avis que l'avenir de l'industrie de l'énergie renouvelable est prometteur.

### Capacité de livrer les résultats

Le meilleur atout de la Société, qui évolue dans un secteur compétitif, est l'expérience et l'engagement de son équipe de direction. Cette équipe a une feuille de route éprouvée quant à la réalisation de ses projets avant la date de mise en service commercial prévue par les CAÉ, et ce, sans dépassement de coûts important, grâce à une gestion rigoureuse du processus de construction. La Société compte au total 56 employés et supervise les 14 employés des sociétés d'exploitation afin de fournir les services prévus à la Convention d'administration, à la Convention de gestion et à la Convention de services avec le Fonds. Les 14 employés des sociétés d'exploitation s'occupent de l'exploitation et de l'entretien des installations du Fonds. Les employés de la Société possèdent les connaissances et compétences spécialisées nécessaires pour mener à bonne fin ses activités. La Société peut compter sur un réseau de partenaires dans les domaines technique, financier et juridique et a démontré son habileté à compléter ses capacités internes par l'utilisation efficiente de consultants externes, au besoin. De plus, la Société fait appel aux services de diverses sociétés d'ingénierie indépendantes pour l'aider dans l'analyse de faisabilité de ses projets.

### TENDANCES DU MARCHÉ

Les producteurs d'énergie renouvelable produisent de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, notamment :

- i) l'eau
- ii) le vent;
- iii) certains déchets comme la biomasse (par exemple, des déchets ligneux provenant de l'exploitation des produits forestiers) et les gaz d'enfouissement;
- iv) les sources géothermiques, comme la chaleur ou la vapeur; et
- v) le soleil.

Bien que les services publics réglementés traditionnels continuent de dominer les marchés nord-américains de la production d'électricité, il est reconnu que les producteurs indépendants joueront un rôle de plus en plus important pour répondre aux besoins en électricité de demain. Au cours des dernières années, les autorités gouvernementales et autres responsables des politiques ont pris de plus en plus conscience des avantages liés à l'électricité provenant de sources indépendantes.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

Le recours de plus en plus fréquent aux producteurs indépendants pour l'approvisionnement en énergie renouvelable en Amérique du Nord est alimenté par diverses initiatives, notamment :

- i) l'intensification des mesures incitatives mises de l'avant par les gouvernements;
- ii) la disponibilité de contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties ayant une très bonne cote de crédit, ce qui permet aux producteurs indépendants d'énergie d'élaborer de nouveaux projets dans un environnement peu risqué tout en pouvant s'attendre à des flux de trésorerie contractuels stables à long terme;
- iii) la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité;
- iv) l'efficacité des producteurs indépendants d'énergie.

### Énergie renouvelable au Canada

La croissance importante récente de la production d'énergie renouvelable au Canada a été influencée par l'augmentation des prix de l'électricité et du combustible fossile, certains marchés provinciaux concurrentiels, la hausse des coûts liés aux sites hydroélectriques à grande échelle, les préoccupations du public relativement à la production d'énergie nucléaire, la qualité de l'air et les gaz à effet de serre, les améliorations des technologies d'énergie renouvelable et les délais plus courts de construction pour certains projets d'énergie renouvelable. Des mesures incitatives fédérales et provinciales comme les crédits d'impôt à la production, l'amortissement accéléré et les normes en matière d'offre d'énergie renouvelable soutiennent également la production d'électricité renouvelable au Canada. Plusieurs provinces font également les investissements nécessaires au réseau de transport d'énergie électrique et mettent l'accent sur la conservation et la réduction de la demande.

Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques dans le monde. Malgré la concurrence pour les sites appropriés et les défis que représente le transport de l'énergie sur de longues distances, les faibles coûts d'exploitation et la longue durée de vie utile de ces installations nous permettent de croire que la production d'énergie hydroélectrique continuera d'être une importante source d'énergie abordable pendant plusieurs années. Les corridors de transport au Canada ont traditionnellement relié les principales installations aux grands centres consommateurs, ce qui signifie que les investissements stratégiques dans de nouveaux corridors de transport joueront un rôle important dans la mise en œuvre de projets hydroélectriques et d'autres projets isolés de production d'énergie renouvelable.

Selon l'Office national de l'énergie, la production d'énergie éolienne au Canada a atteint un stade de développement commercial et constitue maintenant la source d'énergie renouvelable qui connaît la plus forte croissance au pays. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne (« CanWEA »), l'industrie canadienne de l'énergie éolienne a connu une année record en 2009 avec une nouvelle puissance installée de 950 MW. CanWEA indique également que la puissance installée totale à la fin de 2009 était de 3 319 MW, soit assez pour combler 1,1 % environ de la demande totale d'électricité au pays. La puissance installée d'énergie éolienne au Canada a augmenté de manière importante au cours de chacune des cinq dernières années, principalement en raison des normes provinciales en matière d'offre d'énergie renouvelable, des délais relativement courts de construction et des bonnes sources d'énergie éolienne, y compris des vastes côtes et des vents forts dans diverses régions rurales, ainsi que des nombreux appels d'offres visant l'énergie renouvelable. Les défis usuels de disponibilité des ressources et de transport d'électricité existent au Canada et, dans certaines régions, l'accès aux lignes de transport avec une puissance disponible constitue un enjeu d'ordre économique ou réglementaire. Néanmoins, CanWEA a proposé comme objectif que l'énergie éolienne compte pour 20 % de la production d'électricité au pays avant 2025 au moyen de l'ajout de 55 000 MW environ.

En réponse à la tendance à long terme en faveur de politiques plus sévères pour protéger l'environnement, un grand nombre de gouvernements provinciaux ont instauré des normes en matière d'offre d'énergie renouvelable qui sont généralement appliquées et mises en œuvre comme des buts ou des cibles plutôt que des exigences obligatoires. Ces normes traduisent de manière générale les enjeux distincts relatifs aux ressources liées à la production d'électricité dans des structures de l'industrie de l'électricité d'une province et sa géographie. Les normes établissent généralement une cible d'augmentation de la production renouvelable par rapport à l'ensemble des sources de production d'électricité afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps. Pour atteindre ces cibles, les autorités provinciales ou leurs entreprises de services publics ont élaboré des normes aux fins de l'approvisionnement en ressources renouvelables et, dans certains cas, celles-ci offrent des CAÉ au moyen d'un processus d'appels d'offres concurrentiel. Ce processus vise à assurer que les normes sont atteintes au coût le plus faible possible et selon la plus haute probabilité de réalisation du projet. Des programmes POS et de TRG ont également été employés ou prévus dans certaines provinces comme un mécanisme permettant aux projets de plus petite taille de contribuer à l'atteinte des objectifs de production renouvelable en simplifiant le processus de négociation et de financement et en diminuant les coûts opérationnels d'obtention d'un CAÉ à long terme.

## **RAPPORT DE GESTION**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

Plusieurs provinces ont récemment publié, ou préparent actuellement, de nouveaux AO, POS et Programmes de TRG importants en vue d'obtenir une puissance installée additionnelle provenant de sources renouvelables. Dans le cadre des normes provinciales en matière d'offre d'énergie renouvelable, plusieurs provinces ont ciblé un pourcentage d'électricité devant être produite à partir de sources renouvelables. Les cibles provinciales actuelles visant la proportion d'énergie propre ou renouvelable dans les sources d'approvisionnement s'établissent ainsi : la Colombie-Britannique exige qu'elle représente toujours au moins 90 % de la production totale; la Saskatchewan vise 500 MW d'énergie éolienne d'ici 2015 et une part de 50 % pour la production d'énergie durable et renouvelable d'ici 2025; l'Ontario cible une capacité de production d'énergie renouvelable additionnelle de 10 % par voie de contrat dès 2010 et le doublement, d'ici 2025, de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, pour la porter à un total de 15 700 MW; le Québec vise une puissance installée de 4 000 MW provenant de l'énergie éolienne d'ici 2015; le Nouveau-Brunswick cible une part de 10 % pour l'énergie renouvelable d'ici 2016 et la production de 4 500 MW d'énergie éolienne d'ici 2025; la Nouvelle-Écosse prévoit que 25 % de la production proviendra de l'énergie renouvelable d'ici 2015; l'Île-du-Prince-Édouard exige une production de 500 MW d'énergie éolienne d'ici 2013 et une part de 30 % pour l'énergie renouvelable d'ici 2016 et le Manitoba vise une puissance installée provenant de l'énergie éolienne de 1 000 MW d'ici 2015.

### **IMPACT DE LA CRISE FINANCIÈRE**

Étant donné la volatilité et l'incertitude auxquelles la plupart des pays développés ont été confrontés en 2009, cette section est destinée à informer les investisseurs à propos de cinq paramètres importants qui ont changé en raison de la crise : i) la disponibilité du crédit et son coût, ii) la demande des clients, iii) les taux de change, iv) les matières premières et v) les contreparties.

#### **Disponibilité et coût du crédit**

Même si les institutions financières continuent à prêter, elles le font de manière beaucoup plus prudente et imposent certaines conditions qui pourraient accroître le coût du crédit ou empêcher la Société d'y accéder pour la poursuite des Projets en développement ou potentiels. Si la Société n'est pas en mesure d'obtenir du financement pour les projets dans les délais requis et selon des conditions commercialement acceptables, la construction de Projets en développement et de Projets potentiels additionnels pourrait être reportée. Les activités d'exploitation actuelles sont financées au moyen de facilités à long terme sans recours accordées par des banques avec lesquelles la Société a de bonnes relations.

#### **Demande des clients**

La Société vend son électricité à des entreprises de services publics détenues par des gouvernements provinciaux aux termes de CAÉ à long terme prévoyant le paiement contre livraison. Ces entreprises de services publics sont cotées A+ ou mieux par S&P. Par conséquent, la crise financière n'a aucun impact sur la demande des clients de la Société pour son électricité, mais elle pourrait se traduire en définitive par une baisse de la consommation d'électricité des clients de ces entreprises. Toutefois, la Société croit que l'énergie renouvelable continuera d'être la source privilégiée d'approvisionnement en nouvelle énergie et que les entreprises de services publics continueront de lancer des appels d'offres pour atteindre leurs objectifs en matière d'énergie renouvelable.

#### **Taux de change**

Actuellement, la Société n'est active qu'au Canada et n'est donc pas exposée de façon significative aux variations des taux de change. Toutefois, ces variations pourraient exercer un impact sur les achats importants de la Société conclus en devises étrangères. En pareil cas, la Société utilise des instruments de couverture pour éliminer ce risque.

#### **Matières premières**

Les coûts de construction futurs de la Société pourraient être exposés aux variations du prix des matières premières, puisque le prix de plusieurs composantes des projets est influencé par les prix des matières premières, tel l'acier et le cuivre.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### Contreparties

La crise financière pourrait affecter divers acteurs de l'économie, notamment les clients, les fournisseurs et les institutions financières. La Société estime que, pour les raisons suivantes, le risque lié à ses contreparties n'est pas élevé :

- Les clients de la Société sont cotés A+ ou mieux par S&P et sont détenus par des gouvernements provinciaux.
- La Société compte sur certains entrepreneurs et sous-traitants pour la construction de ses installations. Ces entrepreneurs pourraient être affectés par la crise financière, et ce, au détriment de la Société. Afin de se protéger contre ce risque, la Société a exigé que les entrepreneurs déposent des cautionnements d'exécution, de matériaux et de main-d'œuvre émis par des compagnies d'assurance pour des sommes correspondant à 50 % de la valeur de leurs contrats avec la Société.
- La Société a conclu des ententes relatives à sa dette à long terme et à ses instruments financiers dérivés avec d'importantes institutions financières, à qui S&P a attribué une cote de crédit de BBB ou mieux.

### INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés, dont l'énergie générée en MWh, les flux monétaires nets d'exploitation, tels qu'ils sont définis dans la section « Flux monétaires nets d'exploitation » de ce rapport de gestion, et le « BAIIA », défini comme étant le bénéfice avant intérêts, provision pour impôts, amortissement et autres éléments. Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les PCGR du Canada et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La Société croit que ces indicateurs constituent une information additionnelle importante puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements sur le niveau de sa production et sa capacité à générer des fonds. La Société croit également qu'ils facilitent les comparaisons entre les périodes.

### SAISONNALITÉ

La quantité d'énergie générée par les Installations en exploitation dépend habituellement des débits d'eau disponibles et des régimes de vent. Des débits d'eau ou des conditions de vent moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits d'exploitation de la Société et sur sa rentabilité. Il est important de se rappeler que la Société possède des participations dans quatre centrales hydroélectriques localisées sur quatre bassins versants et un parc éolien, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits d'exploitation. De plus, compte tenu de la nature de la production issue des centrales hydroélectriques et du parc éolien, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant.

#### Installations en exploitation – moyennes estimées à long terme

Nom du projet	Emplacement	Puissance installée brute (MW)	Participation de la Société (%)	Puissance installée nette (MW)	Production moyenne à long terme (MWh) (participation de la Société)				
					1T	2T	3T	4T	Total
<i>HYDRO</i>									
Glen Miller Umbata Falls	Ontario	8,0	100 %	8,0	13 491	11 860	4 513	11 742	41 606
Ashlu Creek	Ontario	23,0	49 %	11,3	8 294	18 534	10 444	16 189	53 461
Fitzsimmons Creek	C.-B.	49,9	100 %	49,9	26 898	91 970	95 135	50 997	265 000
Creek	C.-B.	7,5	66 ⅔ %	5,0	2 226	7 296	8 881	3 597	22 000
Total partiel		88,4		74,2	50 909	129 660	118 973	82 525	382 067
<i>ÉOLIEN</i>									
Carleton	Québec	109,5	38 %	41,6	38 085	28 206	24 106	39 001	129 398
Total		197,9		115,8	88 994	157 866	143 079	121 526	511 465

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### PERFORMANCE GLOBALE

#### Participation de 16,1 % dans le Fonds

Les installations du Fonds ont généré 823 989 MWh d'énergie en 2009, soit 1 % de moins que la moyenne à long terme estimée et une production inférieure par rapport à 862 394 MWh en 2008. Sans tenir compte de l'incidence d'une interruption des activités pendant sept jours au parc éolien L'Anse-à-Valleau (« AAV ») en décembre 2009 et de la fermeture pendant 13 jours des trois centrales de Portneuf en juin 2009, la production d'électricité pour l'ensemble de 2009 aurait dépassé la moyenne à long terme estimée par une faible marge. Les fermetures ont eu lieu à la suite de réparations aux lignes de transport effectuées par Hydro-Québec.

#### Installations en exploitation

Depuis l'année dernière, la Société a achevé la construction de deux centrales hydroélectriques. La centrale Ashlu Creek de 49,9 MW est entrée en service commercial le 29 novembre 2009 et la centrale Fitzsimmons Creek de 7,5 MW, le 26 janvier 2010.

En date du présent rapport de gestion et compte tenu de ces deux nouveaux actifs en exploitation, la Société détient des participations dans cinq installations de production d'électricité ayant une puissance installée nette de 115,8 MW (puissance brute de 197,9 MW). Ces participations portent sur les centrales hydroélectriques Glen Miller, Umbata Falls, Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek (puissance installée nette totale de 74,2 MW et puissance brute de 88,4 MW) et le parc éolien Carleton (puissance installée nette de 41,6 MW et puissance brute de 109,5 MW).

Production	Pour l'année terminée le 31 décembre 2009		Pour l'année terminée le 31 décembre 2008	
	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)
Glen Miller	49 889	41 606	45 842	41 606
Umbata Falls <sup>1</sup>	62 377	53 461	6 006	8 780 <sup>3</sup>
Ashlu Creek	12 210	12 117 <sup>3</sup>	-	-
Carleton <sup>2</sup>	130 179	129 398	16 270	18 829 <sup>3</sup>
Total	254 656	236 582	68 118	69 215

1. Représente la participation de 49 % de la Société dans cette centrale.

2. Représente la participation de 38 % de la Société dans ce parc éolien.

3. Ajustée pour tenir compte de la période pendant laquelle la centrale était en service commercial, la mise en service ayant eu lieu pendant l'année.

Les Installations en exploitation de la Société ont généré 254 656 MWh en 2009, soit plus de trois fois et demie la production de 68 118 MWh en 2008. La hausse est attribuable essentiellement à l'apport de la centrale hydroélectrique Umbata Falls et du parc éolien Carleton pendant un exercice complet, les deux installations ayant été mises en service commercial en novembre 2008. Le démarrage des activités commerciales à la centrale Ashlu Creek le 29 novembre 2009 y a également contribué.

Par rapport à la moyenne à long terme estimée, la Société a produit 8 % de plus d'énergie que prévu. Plus précisément, les centrales Glen Miller et Umbata Falls ont généré respectivement 20 % et 17 % de plus d'électricité par rapport aux prévisions à la faveur de conditions hydrologiques meilleures que prévu. Le parc éolien Carleton a également dégagé une production légèrement supérieure aux prévisions, et ce, en dépit d'un arrêt de production de sept jours en décembre 2009 faisant suite à l'accumulation de glace sur la ligne de transport d'Hydro-Québec, qui a dû intervenir. Enfin, la centrale Ashlu Creek a généré un peu plus d'énergie que prévu grâce à des conditions hydrologiques conformes aux attentes.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### Projets en développement

La Société détient quatre Projets en développement, dont trois sont prêts pour la construction et un est à la phase d'obtention des permis. Le tableau ci-dessous donne un aperçu de ces projets.

Projets en développement					
Nom du projet	Emplacement	Puissance installée (MW)	Coûts totaux de construction estimatifs (M\$)	Coûts totaux de construction au 31 décembre 2009 (M\$)	Date prévue de mise en service commercial
<i>HYDRO</i>					
Kwoiek Creek <sup>1</sup>	C.-B.	49,9	152,1	10,7	2012
<i>ÉOLIEN</i>					
Montagne-Sèche <sup>2</sup>	Québec	58,5	103,0	1,2 <sup>3</sup>	2011
Gros Morne – Phase I <sup>2</sup>	Québec	100,5	348,5	4,8 <sup>3</sup>	2011
Gros Morne – Phase II <sup>2</sup>	Québec	111,0	pour les deux phases	pour les deux phases	2012

1. La participation de la Société dans ce projet est de 50 %

2. La participation de la Société dans ce projet est de 38 %

3. Représente la participation de 38 % de la Société dans ce projet.

### Kwoiek Creek

En 2009, le projet hydroélectrique Kwoiek Creek a fait un pas important avec l'obtention de son certificat d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique. Le rapport de l'Environmental Assessment Office de la Colombie-Britannique a conclu que le projet n'aura probablement pas d'effets défavorables importants, compte tenu des mesures d'atténuation et des engagements inclus dans le certificat d'évaluation environnementale, à titre de conditions, et qu'il aura probablement d'importantes retombées économiques aux échelons local et régional. Le projet a également obtenu un rapport d'examen de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et de l'Environmental Assessment Office de la province. Le rapport confirme que le projet n'est pas susceptible d'exercer une incidence défavorable significative sur l'environnement.

Il est prévu que la construction du projet hydroélectrique Kwoiek Creek de 49,9 MW débutera dès que la phase en cours d'obtention des permis sera terminée. Les travaux de construction doivent commencer en 2010 et se terminer en 2012.

### Montagne-Sèche et Gros Morne – Phases I et II

Le 15 juin 2009, le gouvernement du Québec a annoncé l'adoption du décret autorisant la construction des trois projets éoliens de la Société, à savoir le projet Montagne-Sèche (58,5 MW) et les deux phases du projet Gros Morne (211,5 MW). Dans le cadre de l'annonce faite à cet effet, le gouvernement a témoigné son soutien à l'égard de ces projets en soulignant leur importante contribution au développement économique régional.

La Société s'emploie actuellement à obtenir le financement par emprunt à long terme nécessaire pour ces projets et prévoit que la construction débutera dès qu'un accord à cet effet sera conclu. Innergex prévoit que les projets Montagne-Sèche de 58,5 MW et Gros Morne – Phase I de 100,5 MW seront complétés avant le 1<sup>er</sup> décembre 2011 et que le projet Gros Morne – Phase II le sera avant le 1<sup>er</sup> décembre 2012.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### Projets potentiels

La Société détient des Projets potentiels hydroélectriques et éoliens représentant une puissance installée nette potentielle de plus de 1 600 MW (puissance brute de 1 800 MW).

Projets potentiels				
Nom du projet	Emplacement	Participa- tion	Puissance installée brute (MW)	Appel d'offres
<i>HYDRO</i>				
Kipawa	Québec	48,0 %	42,0	AO futurs d'Hydro-Québec
Kaipit	C.-B.	100,0 %	9,9	POS de BC Hydro ou AO futurs
Kokish	C.-B.	100,0 %	9,9	POS de BC Hydro ou AO futurs
Hurley River	C.-B.	66⅔ %	46,0	AO futurs de BC Hydro
Upper Lilloet	C.-B.	66⅔ %	74,0	AO 2008
Gun Creek	C.-B.	66⅔ %	36,0	AO 2008
Boulder Creek	C.-B.	66⅔ %	23,0	AO futurs de BC Hydro
North Creek	C.-B.	66⅔ %	16,0	AO 2008
Divers projets. Creek Power Inc.	C.-B.	66⅔ %	50,0	POS de BC Hydro ou AO futurs
<b>Sous-total - HYDRO</b>			<b>306,8</b>	
<i>ÉOLIEN</i>				
Roussillon	Québec	100,0 %	108,0	AO futurs d'Hydro-Québec
Kamouraska	Québec	100,0 %	124,5	AO futurs d'Hydro-Québec
Saint-Constant	Québec	100,0 %	70,0	AO futurs d'Hydro-Québec
Club des Hauteurs	Québec	100,0 %	195,5	AO futurs d'Hydro-Québec
Haute-Côte-Nord Est	Québec	100,0 %	170,0	AO futurs d'Hydro-Québec
Haute-Côte-Nord Ouest	Québec	100,0 %	168,0	AO futurs d'Hydro-Québec
Divers projets	Québec	70,0 %	100,0	AO projets éoliens communautaires de 250 MW
Divers projets	Ontario	100,0 %	215,0	Programme de TRG Ontario
Divers projets	C.-B.	100,0 %	475,0	AO futurs de BC Hydro
<b>Sous-total - ÉOLIEN</b>			<b>1 626,0</b>	
<b>Total</b>			<b>1 932,8</b>	

Le 11 mars 2010, BC Hydro a annoncé que trois Projets potentiels hydroélectriques de la Société, représentant un total de 113 MW, sur les cinq soumis le 25 novembre 2008 en vertu de l'AO 2008 ont été retenus pour l'octroi de CAÉ. Un complément d'information sur cette annonce figure à la rubrique « Événements postérieurs » du présent rapport de gestion.

Le 30 novembre 2009, la Société a soumis plusieurs projets de parc éoliens pendant la période de lancement du Programme de TRG en Ontario. Selon la mise en œuvre de l'expansion de la transmission, la Société prévoit qu'environ 215 MW de ces demandes pourraient faire l'objet éventuellement de contrats de TRG. Le Programme de TRG a été mis en place en vertu de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et de l'économie verte*, adoptée le 14 mai 2009. Sa mise en œuvre incombe à l'OPA. Selon les autorités, le Programme de TRG aidera l'Ontario à éliminer progressivement la production d'électricité à partir de centrales au charbon d'ici 2014 en encourageant la production d'énergie renouvelable dans la province.

La Société tient des discussions actuellement avec des communautés locales en vue de la présentation de projets d'énergie éolienne dans le cadre de l'AO communautaire de 250 MW du Québec lancé en 2009. La Société compte soumettre des projets totalisant 100 MW. Les propositions doivent être soumises en mai 2010 et les résultats devraient être annoncés avant la fin de 2010.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### Projets abandonnés

#### Projet Matawin (participation de 100 %)

Le projet Matawin était une centrale hydroélectrique proposée d'une puissance installée de 15 MW située sur la rivière Matawin, affluent de la rivière Saint-Maurice, au Québec.

Même si le Projet Matawin a été retenu en 2002 dans le cadre d'un appel d'offres lancé conjointement par Hydro-Québec et le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, la Société a été incapable de conclure un accord et de signer un CAÉ avec Hydro-Québec et a donc décidé d'abandonner le projet dans sa forme actuelle.

#### Projet Mkw'Alts (participation de 100 %)

Le projet Mkw'Alts était une centrale hydroélectrique au fil de l'eau proposée d'une puissance installée prévue de 47,7 MW située sur la rivière Ure, un affluent du lac Lillooet, environ 11 km au sud du village de Mount Currie, en Colombie-Britannique.

Compte tenu de l'accord entre le gouvernement provincial et la Nation Lil'wat relativement à la planification de l'utilisation des terres et des conséquences de cet accord sur les négociations avec la Nation Lil'wat sur l'utilisation de leurs terres, ainsi que sur le permis conditionnel d'utilisation de l'eau et le permis d'occupation, la Société a dû se résigner à reporter indéfiniment le Projet Mkw'Alts même si un CAÉ a été exécuté à son égard.

#### Projet Les Méchins (participation de 38 %)

Le projet Les Méchins était un projet de parc éolien situé dans les municipalités de Grosse-Roche, Les Méchins et Saint-Jean-de-Cherbourg, au Québec et avait une puissance installée prévue de 150 MW.

En raison de l'impossibilité pour la Société d'en venir à une entente avec les propriétaires privés à l'intérieur de délais raisonnables, qui a entraîné la résiliation du contrat d'approvisionnement en turbines avec GE et la résiliation, le 1<sup>er</sup> décembre 2009, du CAÉ avec Hydro-Québec, la Société a dû se résigner à abandonner le projet.

## INFORMATION ANNUELLE CHOISIE

Information annuelle choisie	Pour l'année terminée le 31 décembre 2009	Pour l'année terminée le 31 décembre 2008	Pour l'année terminée le 31 décembre 2007
		(Chiffres retraités) <sup>1</sup>	(Chiffres retraités) <sup>1</sup>
Produits	25 641 051 \$	5 866 535 \$	8 048 842 \$
Charges	9 057 506 \$	7 242 209 \$	6 258 469 \$
(Perte nette) bénéfice net et résultat étendu	(15 328 908) \$	(35 791 444) \$	5 440 795 \$
Par action (résultat de base)	(0,65) \$	(1,52) \$	1,61 \$
Par action (résultat dilué)	(0,65) \$	(1,52) \$	1,61 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	23 500 000	23 500 000	3 383 477
Total de l'actif	444 635 708 \$	431 700 812 \$	343 259 507 \$
Passifs financiers à long terme:			
Dette reliée aux installations en exploitation	197 685 166 \$	104 582 747 \$	17 000 000 \$
Dette reliée aux projets en construction	18 479 502 \$	75 046 564 \$	64 135 000 \$
Dette reliée aux projets en développement	150 000 \$	- \$	- \$
Autres	- \$	7 368 652 \$	3 445 600 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	- \$	- \$	3,10 \$
Capitaux propres	183 269 204 \$	197 038 802 \$	230 425 897 \$

1. Veuillez vous reporter à la rubrique « Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion.

### Comparaison de 2009 et de 2008

Les produits de la Société ont plus que quadruplé en 2009 pour atteindre 25,6 M\$. L'accroissement est attribuable à l'apport de la centrale hydroélectrique Umbata Falls et du parc éolien Carleton pendant un exercice complet, les deux installations ayant été mises en service commercial en novembre 2008. Le démarrage des activités commerciales de la centrale hydroélectrique Ashlu Creek le 29 novembre 2009 a également contribué à cette augmentation ainsi que la quote-part de la Société dans le bénéfice net du Fonds, qui est comptabilisée comme des produits.

En 2009, les charges se sont élevées à 9,1 M\$ (7,2 M\$ en 2008). La hausse est attribuable principalement à l'exploitation de trois installations de production pendant l'exercice complet, comparativement à une seulement en 2008.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

La Société a enregistré une perte nette de 15,3 M\$ en 2009 (perte nette de 35,8 M\$ en 2008). Cette amélioration découle principalement des facteurs suivants :

- une hausse de 19,4 M\$ du BAIIA (14,3 M\$ en 2009, comparativement à un BAIIA négatif de 5,1 M\$ en 2008);
- la comptabilisation d'un gain net non réalisé sur instruments financiers dérivés de 10,0 M\$ en 2009 (perte nette non réalisée de 17,7 M\$ en 2008);
- la diminution des radiations de frais de développement liés aux projets (0,4 M\$ en 2009, comparativement à 17,5 M\$ en 2008).

L'amélioration a été partiellement contrebalancée par un accroissement de la perte de valeur de l'écart d'acquisition (22,5 M\$ en 2009, comparativement à 3,6 M\$ en 2008) et par une provision d'impôts futurs de 4,7 M\$ en 2009 (recouvrement d'impôts futurs de 12,5 M\$ en 2008).

Le total de l'actif et la dette à long terme ont augmenté en 2009 étant donné que la Société a complété la construction du projet hydroélectrique Ashlu Creek et a poursuivi le développement du projet de la centrale Fitzsimmons Creek.

La Société n'a pas déclaré de dividende en 2009 et 2008.

### Comparaison de 2008 et 2007

En 2008, les produits ont diminué par rapport à 2007 principalement en raison de la comptabilisation de la quote-part de la Société dans le bénéfice net du Fonds en tant que produits. En 2007, le bénéfice net du Fonds avait contribué pour 1,8 M\$ aux produits de la Société alors que la perte nette en 2008 a eu un impact négatif de 1,4 M\$ sur les produits de la Société. Ce traitement comptable n'a pas d'incidence sur les flux de trésorerie de la Société. Néanmoins, la contribution de la centrale en exploitation Glen Miller pendant une année complète comparativement à 26 jours en 2007 ainsi que le début des activités commerciales aux installations Umbata Falls et Carleton ont permis d'atténuer cet impact.

En 2008, les charges ont augmenté comparativement à 2007 en raison de la comptabilisation d'une charge hors trésorerie liée à l'attribution d'options d'achat d'actions le 6 décembre 2007 et des charges additionnelles liées au fait que la Société est devenue une entreprise ouverte.

La Société a enregistré une perte nette de 35,8 M\$ en 2008 comparativement à un bénéfice net de 5,4 M\$ en 2007. Cette diminution est principalement attribuable à la radiation de frais de développement liés aux projets de 17,5 M\$, à la comptabilisation de pertes non réalisées sur instruments financiers dérivés de 17,7 M\$, à la perte de valeur de l'écart d'acquisition de 3,6 M\$ et à la perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 2,4 M\$. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par un recouvrement d'impôts futurs de 12,5 M\$. Les pertes non réalisées sur instruments financiers dérivés ont résulté de la baisse généralisée des taux d'intérêt de référence.

Le total de l'actif et la dette à long terme ont augmenté en 2008 puisque la Société a complété la construction du projet hydroélectrique Umbata Falls et du parc éolien Carleton, a poursuivi le développement du projet hydroélectrique Ashlu Creek et a ajouté le projet Fitzsimmons Creek lors de l'acquisition de Creek Power Inc.

La Société n'a pas déclaré de dividende en 2008. Avant son premier appel public à l'épargne (« PAPE ») en décembre 2007, la Société a déclaré un dividende de 3,10 \$ sur ses 1 942 000 actions ordinaires en circulation pour un montant total de 6,0 M\$. L'accroissement du nombre moyen pondéré d'actions en circulation est attribuable au PAPE, qui explique à son tour la variation (de la perte nette) du bénéfice net et du résultat étendu par action en 2008 par rapport à 2007.

### RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation de la Société pour l'année 2009 couvrent la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 décembre 2009 et sont comparés aux résultats de la période correspondante en 2008. Le tableau suivant présente le détail de ces résultats.

Produits	Pour l'année terminée le 31 décembre 2009	Pour l'année terminée le 31 décembre 2008
Produits d'exploitation	19 955 281 \$	4 902 132 \$
Frais de gestion	2 319 816	2 335 262
Quote-part du bénéfice net (de la perte nette) d'une entité sous influence notable	3 365 954	(1 370 859)
Produits	25 641 051 \$	5 866 535 \$

# **RAPPORT DE GESTION**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

La Société a réalisé des produits de 25,6 M\$ en 2009 (5,9 M\$ en 2008). Cette amélioration est attribuable à l'apport de la centrale hydroélectrique Umbata Falls et du parc éolien Carleton pendant un exercice complet, les deux installations ayant été mises en service commercial en novembre 2008, ainsi qu'au démarrage des activités commerciales de la centrale hydroélectriques Ashlu Creek le 29 novembre 2009. La quote-part du bénéfice net du Fonds, comptabilisée à titre de produits, a également contribué à l'amélioration. Ce traitement comptable n'a pas d'incidence sur les flux de trésorerie de la Société.

À titre de gestionnaire du Fonds et propriétaire de 16,1 % de ses parts, la Société est considérée, sur une base comptable, comme ayant une influence notable sur le Fonds. Ainsi, la Société comptabilise sa quote-part du bénéfice net ou de la perte nette du Fonds à titre de produits, qu'elle ajuste pour tenir compte de l'amortissement des actifs incorporels et des impôts sur les bénéfices futurs liés à l'excédent du coût du placement dans le Fonds par rapport à la valeur comptable nette sous-jacente des actifs acquis.

Le bénéfice net du Fonds a dégagé un apport de 3,4 M\$ aux produits de la Société en 2009, soit une amélioration de 4,7 M\$ par rapport à la même période en 2008. L'amélioration du bénéfice net du Fonds a été influencée par un gain net non réalisé de 15,8 M\$ sur instruments financiers dérivés qui a été comptabilisé en 2009, comparativement à une perte nette non réalisée de 21,2 M\$ sur instruments financiers dérivés comptabilisée en 2008. Ces éléments ont eu une incidence sur le bénéfice net du Fonds et, conséquemment, sur le montant de la quote-part de la Société.

<b>Quote-part du bénéfice net (de la perte nette) d'une entité sous influence notable</b>	<b>Pour l'année terminée le 31 décembre 2009</b>	<b>Pour l'année terminée le 31 décembre 2008</b>
Quote-part de 16,1 % du bénéfice net (de la perte nette) du Fonds	4 216 534 \$	(520 279) \$
Amortissement des actifs incorporels	(1 173 214)	(1 173 214)
Impôts futurs	322 634	322 634
Quote-part du bénéfice net (de la perte nette) d'une entité sous influence notable	3 365 954 \$	(1 370 859) \$

### Charges

Les charges se composent des frais d'exploitation, de la rémunération à base d'actions, des frais généraux et d'administration et des charges liées aux projets potentiels.

Les frais d'exploitation sont constitués principalement de salaires des opérateurs, de droits d'utilisation de l'eau, de redevances, de primes d'assurance, de taxes, d'impôts fonciers et de frais d'entretien et de réparation. La Société a enregistré des charges d'exploitation de 1,7 M\$ en 2009 (0,6 M\$ en 2008) liées à l'exploitation des installations de production d'énergie. Cette hausse était prévue du fait que la Société a exploité trois installations pendant la majeure partie de 2009 comparativement à une seulement pendant la majeure partie de 2008.

La rémunération à base d'actions a trait à l'amortissement, sur le délai de quatre ans d'acquisition des droits, de la juste valeur des options attribuées concurrentement au PAPE. La rémunération à base d'actions hors trésorerie s'est établie à 1,6 M\$ en 2009 (même montant en 2008).

Les frais généraux et d'administration ont totalisé 5,8 M\$ en 2009 (5,1 M\$ en 2008). Cette augmentation découle principalement de l'augmentation du nombre d'installations en exploitation, de la baisse des charges affectées aux projets en construction comparativement à 2008 et des coûts engagés aux fins du regroupement stratégique de la Société et du Fonds. Un complément d'information sur le regroupement figure à la rubrique « Événements postérieurs » du présent rapport de gestion.

Les charges liées aux projets potentiels comprennent les coûts liés à leur développement. Avant 2009, ces dépenses étaient capitalisées mais, en raison d'un changement dans les PCGR du Canada, elles doivent maintenant être passées en charges. Pour de plus amples informations à ce sujet, veuillez consulter la section intitulée « Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion. En 2009, les charges liées aux projets potentiels se sont élevées à 2,3 M\$ (3,7 M\$ en 2008). Cette diminution résulte principalement de dépenses supplémentaires encourues en 2008 relativement à l'AO 2008 de BC Hydro. En investissant dans ses Projets potentiels et ses nouveaux projets, la Société favorise sa croissance dans les années à venir.

## **RAPPORT DE GESTION**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### **Intérêts sur la dette à long terme**

La Société a encouru des frais d'intérêts de 4,4 M\$ sur sa dette à long terme en 2009 (1,1 M\$ en 2008). L'augmentation est attribuable au niveau d'endettement plus élevé, à l'égard duquel les intérêts sont comptabilisés dans les charges, lié à la mise en service de la centrale Umbata Falls et du parc Carleton à la fin de 2008, partiellement contrebalancé par une diminution des taux d'intérêt variables.

### **Instruments financiers dérivés**

La Société utilise des instruments financiers dérivés (principalement des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt) pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme, protégeant ainsi la valeur économique de ses projets.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la Société a enregistré une perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 1,5 M\$, en raison de la conversion de deux contrats à terme sur obligations en un swap de taux d'intérêt d'une durée de 25 ans lié au projet hydroélectrique Umbata Falls. La perte réalisée relative à ces deux contrats à terme sur obligations est contrebalancée par le fait que le projet bénéficiera d'un taux d'intérêt fixe plus bas que prévu au cours de la période d'amortissement de 25 ans de sa dette à long terme. En 2008, Innergex a enregistré une perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 2,4 M\$ étant donné la conversion d'un contrat à terme sur obligations en un swap de taux d'intérêt lié au projet du parc éolien Carleton. La perte réalisée sur ce contrat à terme sur obligations est contrebalancée par le fait que le projet bénéficiera d'un taux d'intérêt fixe plus bas que prévu au cours de la période d'amortissement de 18,5 années de sa dette à long terme.

En 2009, la Société a comptabilisé un gain net non réalisé sur instruments financiers dérivés de 10,0 M\$ (perte nette non réalisée de 17,7 M\$ en 2008). Ce gain provient principalement de la hausse des taux d'intérêt de référence sur les échéances à long terme depuis la fin de 2008. Il n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société.

### **Autres charges et produits**

Les autres charges et produits sont principalement constitués des intérêts sur les emprunts bancaires et des intérêts gagnés sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie. En 2009, les autres charges ont été négligeables (autres produits de 0,6 M\$ en 2008). La baisse découle principalement des frais d'intérêts plus élevés sur les emprunts bancaires (négligeables en 2008), d'un solde de trésorerie moyen supérieur en 2008 par rapport à 2009 et d'une diminution des taux d'intérêt sur les dépôts en 2009 par rapport à 2008.

La Société investit sa trésorerie dans des placements liquides tels que des acceptations bancaires et des dépôts à terme ayant des échéances à court terme.

### **Amortissement**

L'amortissement a atteint 6,4 M\$ en 2009 (1,8 M\$ en 2008). L'écart s'explique principalement par le fait qu'un plus grand nombre d'installations en exploitation ont été amorties en 2009 par rapport à 2008.

### **Radiation de frais de développement liés au projet**

En 2009, Innergex a radié 0,4 M\$ au titre de frais de développement liés aux projets (17,5 M\$ en 2008). La radiation totale en 2008 est liée aux projets Mkw'Alts (10,1 M\$), Les Méchins (2,3 M\$) et à divers autres Projets potentiels (5,1 M\$). Des renseignements plus détaillés figurent à la rubrique « Projets abandonnés » du présent rapport de gestion.

### **Perte de valeur de l'écart d'acquisition**

La Société a procédé à un test annuel d'évaluation de l'écart d'acquisition pour l'année terminée le 31 décembre 2009. Compte tenu des résultats de ce test, une perte de valeur de 22,5 M\$ (3,6 M\$ en 2008) a dû être comptabilisée. La perte de valeur est liée au cours des actions de la Société au TSX.

### **Provision pour impôts**

La provision pour impôts exigibles au cours des exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 a été minimale en raison du jeune âge de l'ensemble des immobilisations corporelles de la Société, qui donne lieu à une importante allocation du coût en capital disponible.

La Société a enregistré une provision d'impôts futurs de 4,7 M\$ en 2009 découlant principalement d'un gain non réalisé sur instruments financiers dérivés. La perte de valeur de l'écart d'acquisition n'a eu aucun impact puisqu'elle est exclue du calcul de la provision pour impôts. En 2008, la Société avait comptabilisé un recouvrement d'impôts futurs de 12,5 M\$ découlant principalement d'une perte non réalisée sur instruments financiers dérivés et de la radiation de frais de développement liés aux projets.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### Pertes attribuées aux parts des actionnaires sans contrôle

Les parts des actionnaires sans contrôle représentent la part des tiers dans les bénéfices ou les pertes et est principalement attribuable à Creek Power Inc. La Société a acquis une participation de 66 ⅔ % dans Creek Power Inc. le 29 août 2008. Avant cette date, la Société n'avait pas attribué de bénéfices ou de pertes notables aux parts des actionnaires sans contrôle. En 2009, des pertes de 0,3 M\$ ont été attribuées aux parts des actionnaires sans contrôle (même montant en 2008). Selon les PCGR du Canada, aucune autre perte ne peut être attribuée aux parts des actionnaires sans contrôle puisque l'absorption de leur quote-part des pertes comptables les a ramenées à zéro.

### Perte nette et résultat étendu

La Société a comptabilisé une perte nette et un résultat étendu de 15,3 M\$ (perte nette de 0,65 \$ par action – résultat de base et dilué) en 2009. Pour la période correspondante de 2008, la perte nette et le résultat étendu ont totalisé 35,8 M\$ (perte nette de 1,52 \$ par action – résultat de base et dilué). Cette amélioration de 20,5 M\$ est attribuable en grande partie à une hausse de 19,4 M\$ du BAIIA, à une variation positive de 27,7 M\$ de la juste valeur de marché d'instruments financiers dérivés et à une réduction de 17,1 M\$ de la radiation de frais de développement liés aux projets. Ces éléments positifs ont été atténués par un accroissement de 4,6 M\$ de l'amortissement, une augmentation de 3,3 M\$ des intérêts sur la dette à long terme, une hausse de 18,9 M\$ de la perte de valeur de l'écart d'acquisition et une variation de 17,2 M\$ des provisions pour impôts.

Le résultat de base et dilué par action pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 est calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 23 500 000 actions en circulation. Les options d'achat d'actions et les bons de souscription n'étaient pas dilutifs durant ces périodes, le cours moyen de l'action de la Société sur le marché étant alors inférieur au prix de levée.

### FLUX MONÉTAIRES NETS D'EXPLOITATION

La Société considère que les Flux monétaires nets d'exploitation représentent une information supplémentaire importante pour la direction et le lecteur puisqu'ils fournissent une mesure de la trésorerie générée par les actifs de la Société en excluant certains éléments inhabituels, non récurrents et hors trésorerie, et en incluant un élément qui a un impact significatif sur la trésorerie (soit les distributions reçues d'une entité sous influence notable). La Société calcule les Flux monétaires nets d'exploitation comme suit :

Flux monétaires nets d'exploitation	Pour l'année terminée le 31 décembre 2009	Pour l'année terminée le 31 décembre 2008
(Perte) nette	(15 328 908) \$	(Chiffres retraités) <sup>1</sup> (35 791 444) \$
Ajouter/(déduire) :		
Pertes attribuées aux parts des actionnaires sans contrôle	(252 868)	(314 270)
Impôts futurs	4 664 460	(12 501 824)
Dépréciation de l'écart d'acquisition	22 458 445	3 604 865
Radiation de frais de développement liés aux projets	421 335	17 514 227
(Gain net non réalisé) perte nette non réalisée sur instruments financiers dérivés	(10 018 017)	17 665 163
Autres éléments	37 579	4 119
Amortissement des frais de financement reportés	239 382	19 740
Amortissement	6 424 280	1 848 547
Rémunération à base d'actions autre qu'en espèces	1 563 627	1 563 627
Quote-part du (bénéfice net) de la perte nette d'une entité sous influence notable	(3 365 954)	1 370 859
Distributions reçues d'une entité sous influence notable	4 724 409	4 708 899
Flux monétaires nets d'exploitation	11 567 770 \$	(307 492) \$

1. Veuillez vous reporter à la rubrique « Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion.

La Société a généré des flux monétaires nets d'exploitation de 11,6 M\$ en 2009 (flux négatifs de 0,3 M\$ en 2008). Cette hausse importante provient essentiellement de l'apport des installations Umbata Falls et Carleton pendant un exercice complet.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

#### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont totalisé 22,9 M\$. En 2008, les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation se sont établis à 11,6 M\$. Cette amélioration de 34,5 M\$ est attribuable principalement à une hausse de 11,9 M\$ des flux monétaires nets d'exploitation et à une progression de 26,3 M\$ de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Ce dernier élément s'explique par l'incidence positive de débiteurs de 20,1 M\$ et de créditeurs et de charges à payer de 6,1 M\$. Les flux générés par la diminution des débiteurs découlent principalement de deux versements totalisant 14,7 M\$ reçus en rapport avec le parc éolien Carleton.

#### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont totalisé 35,4 M\$ en 2009, en raison des augmentations nettes des emprunts bancaires (2,6 M\$) et de la dette à long terme (32,9 M\$). L'augmentation de 49,1 M\$ de la dette à long terme (après déduction des frais de financement reportés) est attribuable aux projets Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek, actuellement en construction, et aux projets Umbata Falls et Carleton, dont la construction est terminée. La plus grande partie de la réduction de 16,3 M\$ de la dette à long terme est due au remboursement des prêts liés à Hydro-Québec TransÉnergie (« HQT ») et à la TPS/TVP (décrits à la rubrique « Dette à long terme » du présent rapport de gestion) relativement au parc éolien Carleton, ainsi qu'aux remboursements prévus de la dette à long terme relative aux installations Glen Miller, Umbata Falls et Carleton.

En 2008, les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont totalisé 93,2 M\$, en raison essentiellement des augmentations nettes des emprunts bancaires (7,8 M\$) et de la dette à long terme (84,4 M\$). Le niveau plus élevé de la dette est attribuable principalement aux activités de construction aux projets Umbata Falls, Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek et à l'acquisition d'une participation de 66 ⅔ % dans Creek Power Inc.

#### Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 ont donné lieu à des sorties nettes de 54,0 M\$. De ce montant, 50,3 M\$ ont été utilisés pour des acquisitions d'immobilisations corporelles, principalement pour les projets Umbata Falls, Carleton, Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek, 0,5 M\$ pour des acquisitions d'actifs incorporels, 4,2 M\$ pour l'accroissement des frais de développement liés aux projets et 3,7 M\$ pour l'augmentation des comptes de réserve. Ces montants ont été partiellement contrebalancés par les distributions totalisant 4,7 M\$ reçues de la participation de 16,1 % de la Société dans le Fonds, une entité sous influence notable.

En 2008, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la Société ont donné lieu à des sorties nettes de 106,7 M\$. De ce montant, 8,7 M\$ ont été utilisés pour l'acquisition de Creek Power Inc., 97,9 M\$ pour des acquisitions d'immobilisations corporelles, 2,0 M\$ pour des acquisitions d'actifs incorporels, 2,7 M\$ pour l'accroissement des frais de développement liés aux projets et 0,1 M\$ pour l'augmentation des comptes de réserve. Ces montants ont été partiellement contrebalancés par les distributions totalisant 4,7 M\$ reçues de la participation de 16,1 % de la Société dans le Fonds, une entité sous influence notable.

#### Trésorerie et équivalents de trésorerie

En 2009, la Société a généré 4,4 M\$ en trésorerie et équivalents de trésorerie, à partir surtout des flux de trésorerie nets d'exploitation et de variations positives des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'accroissement des frais de développement liés aux projets, les versements dans les comptes de réserve et les remboursements prévus de la dette à long terme. La construction des projets Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek n'a eu qu'une incidence minimale sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie puisque l'achèvement de ces projets est financé à l'aide des facilités de crédit qui s'y rattachent. La Société prévoit que les coûts de construction liés à l'achèvement de ces projets seront également financés par les facilités de crédit correspondantes.

Au 31 décembre 2009, la Société détenait 10,3 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, contre 6,0 M\$ à la même date en 2008.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### UTILISATION DU PRODUIT DU FINANCEMENT DE TOUTES SOURCES

En 2009, la Société a emprunté 51,7 M\$ après prise en compte des frais afférents de 0,9 M\$ et a utilisé 19,6 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie pour financer la poursuite de la construction et du développement de projets de production d'énergie (total de 55,0 M\$) et le remboursement de 16,3 M\$ de la dette à long terme.

En 2008, la Société a emprunté une somme de 92,9 M\$ après prise en compte des frais afférents de 1,2 M\$, a émis 0,2 M\$ en bons de souscription, a comptabilisé un montant de 1,0 M\$ à titre de réduction des frais d'émission d'actions et a utilisé 18,1 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie pour financer l'acquisition de Creek Power Inc. (8,7 M\$), la poursuite de la construction et du développement de projets de production d'énergie (total de 102,7 M\$) et le remboursement de 0,8 M\$ de la dette à long terme.

Utilisation du produit du financement de toutes sources	Pour l'année terminée le 31 décembre 2009	Pour l'année terminée le 31 décembre 2008
		(Chiffres retraités) <sup>1</sup>
Produit de l'émission de dette	52 544 000 \$	94 061 000 \$
Moins : frais d'émission	(874 750)	(1 184 407)
Émission de bons de souscriptions	-	175 000
Frais d'émission d'actions	-	959 153
Produit du financement	51 669 250 \$	94 010 746 \$
Acquisition d'entreprises :		
Creek Power Inc.	- \$	8 674 274 \$
Acquisitions d'immobilisations corporelles	50 285 173	97 913 350
Acquisitions d'actifs incorporels	501 609	2 012 282
Accroissement des frais de développement liés aux projets	4 205 248	2 742 067
Variation d'autres actifs à long terme	13 033	(22 344)
Remboursement de la dette à long terme	16 261 724	772 916
Utilisation du produit du financement	71 266 787 \$	112 092 545 \$
(Réduction) du fonds de roulement	(19 597 537) \$	(18 081 799) \$

1. Veuillez vous reporter à la rubrique « Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion.

### SITUATION FINANCIÈRE

#### Actif

Au 31 décembre 2009, la Société possédait des éléments d'actif d'une valeur totale de 444,6 M\$, comparativement à 431,7 M\$ au 31 décembre 2008. Cette variation est principalement attribuable à la construction des projets Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek (46,5 M\$) et à des investissements dans les comptes de réserve (3,7 M\$), atténués par une perte de valeur de l'écart d'acquisition (22,5 M\$), une baisse des débiteurs (16,3 M\$), liée principalement au parc éolien Carleton, et l'amortissement (6,4 M\$).

#### Fonds de roulement

Au 31 décembre 2009, le fonds de roulement était négatif de 25,3 M\$ pour un ratio de fonds de roulement de 0,43:1,00. En excluant la facilité de crédit bancaire de 12,3 M\$, qui devrait être renouvelée sur une base annuelle, ainsi que la juste valeur marchande négative des instruments financiers dérivés de 16,8 M\$, le fonds de roulement était positif de 3,8 M\$ pour un ratio ajusté du fonds de roulement de 1,25:1,00. Au 31 décembre 2008, le fonds de roulement était négatif de 28,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,52:1,00. En excluant la facilité de crédit bancaire de 9,8 M\$ et la juste valeur marchande négative des instruments financiers dérivés de 20,4 M\$, le fonds de roulement était positif de 2,1 M\$ pour un ratio ajusté du fonds de roulement de 1,07:1,00. La variation par rapport à l'exercice précédent s'explique principalement par une baisse des débiteurs, partiellement contrebalancée par une hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, une réduction de la tranche à court terme de la dette à long terme et un recul de la valeur négative des instruments financiers dérivés.

Compte tenu de i) l'apport aux flux de trésorerie attendu des Installations en exploitation de la Société, notamment les centrales récemment mises en service Ashlu Creek de 49,9 MW et Fitzsimmons Creek de 7,5 MW, et ii) l'accroissement de sa facilité de crédit bancaire de 30,0 M\$ à 40,0 M\$ le 27 janvier 2010, la Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour répondre à ses besoins. Au 31 décembre 2009, un montant de 12,3 M\$ de cette facilité de crédit bancaire était utilisé sous forme d'avances de fonds, 11,7 M\$ étaient engagés pour l'émission de lettres de crédit et 3,9 M\$ garantissaient un contrat à terme sur obligations.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

Les débiteurs ont diminué de 22,9 M\$ au 31 décembre 2008 à 6,6 M\$ au 31 décembre 2009, en raison surtout de deux paiements totalisant 14,7 M\$ reçus relativement au parc éolien Carleton.

Les créiteurs et charges à payer ont diminué de 12,0 M\$ au 31 décembre 2008 à 10,5 M\$ au 31 décembre 2009. Ce poste se compose principalement de comptes fournisseurs et de retenues de garantie à court terme au titre de l'achèvement de la construction du projet Fitzsimmons Creek et de l'achèvement de la centrale Ashlu Creek et du parc éolien Carleton.

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif à court terme ont diminué pour passer de 20,4 M\$ au 31 décembre 2008 à 16,8 M\$ au 31 décembre 2009. Cette variation résulte essentiellement de la conversion de deux contrats à terme sur obligations en un swap de taux d'intérêt d'une durée de 25 ans lié au projet hydroélectrique Umbata Falls, et de la hausse des taux d'intérêt de référence sur les échéances à long terme.

La tranche à court terme de la dette à long terme porte sur les facilités de crédit liées à Glen Miller, Umbata Falls, Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek et Carleton.

### Comptes de réserve

Ventilation des comptes de réserve	31 décembre 2009	31 décembre 2008
Réserve hydrologique / éolienne	3 892 688 \$	310 198 \$
Réserve pour réparations majeures	265 226	142 830
Total	4 157 914 \$	453 028 \$

La Société détient deux types de compte de réserve destinés à assurer sa stabilité. Le premier est le compte de réserve hydrologique / éolienne, qui est établi au début de la mise en service commercial d'une installation afin de neutraliser la variabilité des flux de trésorerie attribuable aux fluctuations des conditions hydrologiques et des régimes de vent, ou à d'autres événements imprévisibles. Il est prévu que les montants inscrits dans cette réserve varient considérablement d'un trimestre à l'autre selon la saisonnalité des flux de trésorerie. Le deuxième type de compte est le compte de réserve pour réparations majeures, qui a pour objectif de permettre le financement préalable des travaux de réparations majeures nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société. Compte tenu de la mise en service récente des centrales Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek, les montants investis dans cette réserve s'élèveront à 0,3 M\$ environ par année à compter de 2010.

La disponibilité des réserves peut être limitée en fonction des conventions de crédit.

### Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement des projets hydroélectriques et des parcs éoliens qui sont soit en exploitation, soit en construction. La valeur de ces projets est enregistrée au coût et amortie selon la méthode d'amortissement linéaire compte tenu de leur vie utile estimée lors de leur mise en service commercial. La Société possédait des immobilisations corporelles de 271,3 M\$ au 31 décembre 2009, comparativement à 229,5 M\$ au 31 décembre 2008. La hausse s'explique par les dépenses en immobilisations encourues en relation avec la construction des projets Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek.

			Pour l'année terminée le 31 décembre 2009	Pour l'année terminée le 31 décembre 2008
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
Centrales hydroélectriques	180 776 797 \$	3 247 257 \$	177 529 540 \$	51 730 976 \$
Parc éolien	68 277 690	2 944 186	65 333 504	67 432 791
Centrales hydroélectriques en construction	27 849 136	-	27 849 136	109 850 884
Autres immobilisations	1 819 998	1 220 219	599 779	512 653
	278 723 621 \$	7 411 662 \$	271 311 959 \$	229 527 304 \$

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### Actifs incorporels

Les actifs incorporels comprennent différents permis, licences et contrats, ainsi que la garantie prolongée des principaux biens immobilisés du parc éolien Carleton. La Société possédait des actifs incorporels de 43,8 M\$ au 31 décembre 2009, soit une diminution par rapport à 44,4 M\$ au 31 décembre 2008. À l'exception des 2,1 M\$ associés à la garantie prolongée relative au parc éolien, les actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de 20 à 30 ans à compter de la mise en service commercial du projet. La valeur de la garantie prolongée du parc éolien Carleton sera amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période de trois ans de la garantie.

### Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés dans l'acquisition et le développement de Projets en développement pour lesquels un CAÉ a été signé ou qui sont réputés être admissibles à un POS ou à un Programme de TRG, ainsi que les coûts liés à l'acquisition de Projets potentiels. Lorsqu'un projet arrive à la phase de construction, ces frais sont virés soit aux immobilisations corporelles, soit aux actifs incorporels, selon leur nature. Au 31 décembre 2009, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 31,1 M\$ (27,9 M\$ au 31 décembre 2008).

### Placement dans une entité sous influence notable

Le placement de 55,7 M\$ dans une entité sous influence notable (57,1 M\$ au 31 décembre 2008) est lié aux 4 724 409 parts du Fonds détenues par la Société, représentant une participation de 16,1 % dans le Fonds. Ce placement est comptabilisé à la valeur de consolidation.

### Impôts futurs

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à d'importants actifs ou passifs d'impôts futurs. Au 31 décembre 2009, la Société avait des actifs d'impôts futurs nets de 1,7 M\$, comparativement à des actifs d'impôts futurs nets de 6,2 M\$ au 31 décembre 2008. Cette diminution est attribuable à la provision d'impôts futurs comptabilisée en 2009.

### Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition de la Société s'établissait à 8,1 M\$ au 31 décembre 2009 (30,5 M\$ au 31 décembre 2008). Cette réduction découle de la charge liée à la perte de valeur de 22,5 M\$ constatée en 2009.

### Autres actifs à long terme

Les autres actifs à long terme de la Société s'élevaient à 0,1 M\$ au 31 décembre 2009 (même montant au 31 décembre 2008).

### Dettes à long terme

Au 31 décembre 2009, la dette à long terme s'établissait à 198,6 M\$, comparativement à 165,5 M\$ à la fin de 2008. À la fin de 2009, la dette à long terme se composait essentiellement des éléments suivants :

- i) un emprunt à terme sans recours de 15,5 M\$ garanti par la centrale hydroélectrique Glen Miller et échéant en 2013. Cet emprunt est remboursé au rythme de 250 000 \$ par trimestre, incluant le paiement du solde à la fin du terme. L'emprunt consenti porte intérêt à un taux correspondant au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable;
- ii) un emprunt à terme sans recours de 50,6 M\$ échéant en 2014 (dont 24,8 M\$ représentent la participation de 49 % de la Société dans le projet), qui est garanti par la centrale hydroélectrique Umbata Falls. Les remboursements de capital ont commencé au troisième trimestre de 2009 et sont basés sur une période d'amortissement de 25 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable;
- iii) un emprunt à terme sans recours de 50,9 M\$ échéant en 2013 et garanti par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien Carleton. Ce prêt est amorti sur une période de 18,5 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Dans le cadre du projet Carleton, les bailleurs de fonds ont aussi accepté d'accorder deux prêts à court terme : i) un prêt de 7,3 M\$ aux fins du poste de raccordement d'HQT et ii) un prêt de 5,5 M\$ aux fins de la TPS et de la TVP. Les deux prêts ont été remboursés au premier trimestre de 2009, le premier lors de la réception du remboursement par HQT du poste de raccordement et le deuxième, à la réception du remboursement par les autorités gouvernementales de la taxe fédérale sur les produits et services et de la taxe de vente provinciale payées dans le cadre de l'achat des éoliennes;

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

- iv) un emprunt pour la construction sans recours de 110,0 M\$, duquel 94,0 M\$ ont été prélevés au 31 décembre 2009. L'emprunt est garanti par la centrale hydroélectrique Ashlu Creek et arrive à échéance 15 ans après sa conversion en emprunt à terme. Les remboursements de capital commenceront lors de la conversion et seront basés sur une période d'amortissement de 25 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable;
- v) un emprunt pour la construction sans recours de 24,0 M\$, duquel 15,1 M\$ ont été prélevés au 31 décembre 2009. L'emprunt est garanti par la centrale hydroélectrique Fitzsimmons Creek et vient à échéance cinq ans après sa conversion en un emprunt à terme. Les remboursements de capital commenceront lors de la conversion et seront basés sur une période d'amortissement de 30 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable.

Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit conclues par certaines filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations. Depuis le début de l'exercice 2009, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit.

### Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés avaient une valeur négative nette de 11,9 M\$ à la fin de 2009 (22,0 M\$ en 2008). La baisse est attribuable à la hausse des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2008 pour les échéances à long terme. Les instruments financiers dérivés sont comptabilisés à leur juste valeur marchande ajustée selon une prime de crédit estimée. Un complément d'information figure à la rubrique « Instruments financiers dérivés » du présent rapport de gestion.

### Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2009, la Société avait des lettres de crédit d'un montant total de 15,7 M\$ pour remplir ses obligations aux termes des divers CAÉ et d'autres arrangements. De ce montant, 11,7 M\$ ont été émis aux termes de la facilité de crédit bancaire et le reste, aux termes des facilités de crédit sans recours pour les projets.

### Capitaux propres

Au 31 décembre 2009, les capitaux propres de la Société totalisaient 183,3 M\$, comparativement à 197,0 M\$ au 31 décembre 2008. La variation est attribuable principalement à la perte nette de 15,3 M\$ constatée en 2009.

Au 22 mars 2010, la Société avait un total de 23 500 000 actions ordinaires, 1 410 000 options d'achat d'actions et 200 000 bons de souscription émis, soit les mêmes nombres qu'aux 31 décembre 2009 et 2008.

### Obligations contractuelles prévues, en date du 31 décembre 2009

Obligations contractuelles	Total	Moins de 1 an	1 à 3 ans	4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes à long terme, y compris les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	216 314 668 \$	4 640 139 \$	12 417 301 \$	83 492 669 \$	115 764 559 \$
Intérêts sur la dette à long terme	85 933 814	10 728 774	20 558 627	15 579 044	39 067 369
Contrats de location	3 358 973	93 274	193 603	203 404	2 868 692
Obligations d'achat (contractuelles) <sup>1</sup>	13 298 084	1 537 869	3 395 279	1 032 859	7 332 077
Autres <sup>2</sup>	1 002 042	531 546	470 496	-	-
<b>Total des obligations contractuelles</b>	<b>319 907 581 \$</b>	<b>17 531 602 \$</b>	<b>37 035 306 \$</b>	<b>100 307 976 \$</b>	<b>165 032 697 \$</b>

1. Les obligations d'achat proviennent principalement des ententes d'approvisionnement de turbines et de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction.

2. Les autres obligations à long terme comprennent principalement les baux de location des bureaux.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

#### À titre de gestionnaire d'Innergex Énergie, Fonds de revenu

La Société offre des services au Fonds et à ses filiales en vertu de trois conventions, soit une Convention de gestion, une Convention d'administration et une Convention de services. En 2009, la Société a reçu la somme de 2,3 M\$ pour les services rendus en vertu de ces trois conventions (même montant en 2008).

La Société comptabilise les montants reçus en vertu des trois conventions selon la contrepartie reçue.

#### À titre d'investisseur dans Innergex Énergie, Fonds de revenu

Le placement de la Société dans des parts du Fonds, et le bénéfice (la perte) s'y rattachant, sont décrits en détail à la rubrique « Produits » du présent rapport de gestion, sous « Résultats d'exploitation ».

### INFORMATION SECTORIELLE

La Société compte trois secteurs isolables : (a) la production hydroélectrique, (b) la production éolienne et (c) l'aménagement et la gestion des emplacements.

La Société, par l'entremise des secteurs de la production hydroélectrique et de la production éolienne, vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques et éoliennes à des entreprises de services publics. Par l'entremise du secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements, Innergex aménage les installations hydroélectriques et éoliennes jusqu'au stade de la mise en service et en assure la gestion.

Les conventions comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales conventions comptables » du rapport annuel 2009. La Société évalue le rendement en fonction du BAIIA et comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements à celui de la production hydroélectrique ou de la production éolienne sont comptabilisées au coût.

Les secteurs isolables de la Société exercent leurs activités en faisant appel à différentes équipes, car chaque secteur nécessite des compétences distinctes. Il n'y avait pas de secteur de la production éolienne avant la mise en service du parc éolien Carleton, en novembre 2008, puisqu'il s'agit du tout premier actif de production d'énergie éolienne que possède la Société.

Pour l'année terminée le 31 décembre 2009				
Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
Production (MWh)	124 477	130 179	-	254 656
Produits d'exploitation bruts découlant de clients externes	9 463 574	10 491 707	5 685 770	25 641 051
Charges :				
Frais d'exploitation	716 657	1 025 311	-	1 741 968
Rémunération à base d'actions	-	-	1 563 627	1 563 627
Frais généraux et d'administration	135 042	233 944	5 382 925	5 751 911
Charges liées aux projets potentiels	-	-	2 305 931	2 305 931
BAIIA	8 611 875	9 232 452	(3 566 713)	14 277 614
<b>Au 31 décembre 2009</b>				
Écart d'acquisition	5 949 001	2 104 000	-	8 053 001
Total de l'actif	221 855 088	90 173 267	132 607 353	444 635 708
Acquisitions d'immobilisations	-	554 669	49 801 089	50 355 758

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

Au cours du dernier exercice, les cessions d'actifs (du secteur) au secteur, lors de la mise en service de la centrale Ashlu Creek, ont été les suivantes :

	\$	\$	\$	\$
Écart d'acquisition	5 216 001	-	(5 216 001)	-
Total de l'actif	157 311 858	-	(157 311 858)	-

Pour l'année terminée le 31 décembre 2008  
(Chiffres retraités)<sup>1</sup>

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
Production (MWh)	51 848	16 270	-	68 118
Produits d'exploitation bruts de clients externes	3 594 469	1 336 989	935 077	5 866 535
Charges :				
Frais d'exploitation	525 094	88 880	-	613 974
Rémunération à base d'actions	-	-	1 563 627	1 563 627
Frais généraux et d'administration	48 303	73 056	4 943 249	5 064 608
Charges liées aux Projets potentiels	-	-	3 703 378	3 703 378
BAIIA	3 021 072	1 175 053	(9 275 177)	(5 079 052)
<b>Au 31 décembre 2008</b> (Chiffres retraités) <sup>1</sup>				
Écart d'acquisition	733 000	2 104 000	27 674 446	30 511 446
Total de l'actif	63 768 010	102 839 825	265 092 977	431 700 812
Acquisitions d'immobilisations	362 536	-	128 103 484	128 466 020

1. Veuillez vous reporter à la rubrique « Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion.

En 2008, les cessions d'actifs (du secteur) aux secteurs, lors de la mise en service des installations Umbata Falls et Carleton, ont été les suivantes :

	\$	\$	\$	\$
Écart d'acquisition	733 000	2 104 000	(2 837 000)	-
Total de l'actif	38 345 259	103 197 530	(141 542 789)	-

### Secteur de la production hydroélectrique

La production totale des centrales Glen Miller, Umbata Falls et Ashlu Creek a atteint 124 477 MWh en 2009, soit plus du double de la production de 51 848 MWh en 2008. Cette amélioration est principalement attribuable à la production de la centrale Umbata Falls pendant une année complète et à celle de la centrale Ashlu Creek, qui est entrée en service commercial le 29 novembre 2009. Pendant l'exercice, la production d'électricité a été supérieure de 16 % à la moyenne à long terme estimée de 107 184 MWh. L'électricité produite en 2009 a donné lieu à des produits de 9,5 M\$ (3,6 M\$ en 2008) et à un BAIIA de 8,6 M\$ (3,0 M\$ en 2008).

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2008 tient surtout à l'achèvement du projet Ashlu Creek.

Les résultats des centrales hydroélectriques revêtent un caractère saisonnier en raison des variations des niveaux d'eau d'un trimestre à l'autre au cours d'une année type. Les résultats trimestriels ne devraient donc pas être extrapolés sur une année complète. Règle générale, c'est aux deuxième et quatrième trimestres d'un exercice que les produits d'exploitation bruts sont les plus élevés.

## **RAPPORT DE GESTION**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### **Secteur de la production éolienne**

Après ajustement des statistiques de production pour tenir compte de la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien Carleton, la production d'électricité a atteint 130 179 MWh en 2009 (16 270 MWh en 2008), soit un peu plus que la moyenne à long terme estimée de 129 398 MWh, en raison de régimes de vent conformes à la moyenne à long terme estimée. Il en a découlé des produits et un BAIIA de 10,5 M\$ et 9,2 M\$, respectivement, comparativement à 1,3 M\$ et 1,2 M\$ en 2008. La hausse de la production d'électricité, des produits et du BAIIA est attribuable à l'exploitation du parc éolien Carleton pendant une année complète, contre 40 jours seulement en 2008, la mise en service commercial ayant eu lieu le 22 novembre 2008.

Le total de l'actif a diminué depuis le 31 décembre 2008 en raison de l'amortissement et de deux paiements totalisant 14,7 M\$ reçus en rapport avec le parc éolien Carleton qui ont eu une incidence sur les débiteurs. Ces fonds ont été utilisés pour rembourser les prêts liés à HQT et à la TPS / TVP relatifs à la facilité de crédit de Carleton.

Les résultats du secteur de la production éolienne revêtent un caractère saisonnier en raison des variations des régimes de vent d'un trimestre à l'autre au cours d'une année type. Les résultats trimestriels ne devraient donc pas être extrapolés sur une année complète. Règle générale, c'est aux premier et quatrième trimestres d'un exercice que les produits d'exploitation bruts sont les plus élevés.

### **Aménagement et gestion des emplacements**

À titre de gestionnaire et de propriétaire de 16,1 % des parts en circulation du Fonds, la Société est considérée, à des fins comptables, comme exerçant une influence notable sur le Fonds. Par conséquent, la Société comptabilise sa quote-part des résultats nets du Fonds à titre de produits, qu'elle ajuste pour tenir compte de l'amortissement des actifs incorporels et des impôts sur les bénéfices futurs liés à l'excédent du coût de son placement dans le Fonds par rapport à la valeur comptable nette sous-jacente des actifs acquis.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la Société a enregistré un bénéfice net de 3,4 M\$ provenant de sa participation dans une entité sous influence notable. Au cours de la même période, la Société a également perçu des honoraires de gestion de 2,3 M\$ versés par le Fonds et les opérateurs des parcs éoliens Baie-des-Sables et AAV. En 2009, la rémunération à base d'actions (1,6 M\$), les frais généraux et d'administration (5,4 M\$) et les charges liées aux projets potentiels (2,3 M\$) ont donné lieu à un BAIIA sectoriel négatif de 3,6 M\$. En 2008, ce secteur a dégagé un BAIIA négatif de 9,3 M\$. L'amélioration du BAIIA est attribuable aux meilleurs résultats du placement dans le Fonds enregistrés par la Société et à la réduction des charges liées aux projets potentiels, facteurs partiellement contrebalancés par une hausse des frais généraux et d'administration.

L'acquisition d'immobilisations depuis le 31 décembre 2008 a trait principalement à l'achèvement de la centrale Ashlu Creek et à la construction du projet Fitzsimmons Creek. La baisse du total de l'actif est imputable à l'achèvement de la centrale Ashlu Creek, qui est maintenant présentée dans le secteur de la production hydroélectrique.

## **PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES**

Les principales estimations comptables pour la Société sont liées à la valeur d'éléments d'actifs acquis et au passif pris en charge lors des acquisitions d'entreprise, à la perte de valeur d'éléments d'actif, aux durées de vie utiles aux fins d'amortissement, à l'évaluation des instruments financiers dérivés et aux impôts futurs. Les immobilisations corporelles, composées essentiellement de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens, sont comptabilisées au coût. Les frais de financement liés à la construction d'immobilisations corporelles sont capitalisés lorsqu'ils sont engagés. L'amortissement des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens est fondé sur l'estimation de la durée de vie utile des actifs et est calculé au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire sur la période la plus courte entre 50 ans pour les centrales hydroélectriques et 25 ans pour les parcs éoliens et la période pendant laquelle la Société détient le droit d'utilisation des actifs. Les actifs incorporels se composent de différents permis, licences et contrats liés aux centrales hydroélectriques et aux parcs éoliens. Ces actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire dès le début de leur exploitation commerciale jusqu'à la première date d'échéance des permis, des licences et des contrats de chaque installation. Les instruments financiers dérivés sont évalués compte tenu de leur échéance, des taux d'intérêt de référence, de la prime de risque de la Société ou de la contrepartie et (ou) du taux d'inflation. D'autres conventions comptables importantes sont décrites à la Note 2 afférente aux états financiers consolidés vérifiés de 2009.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

#### Nouvelles normes adoptées en 2009 :

Le chapitre 3064 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« Manuel de l'ICCA »), « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement ». Diverses modifications ayant trait à l'uniformisation ont été apportées à d'autres chapitres du *Manuel de l'ICCA*. Le nouveau chapitre, publié en février 2008, s'applique aux états financiers des exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2008. Par conséquent, la Société a adopté la nouvelle norme pour son exercice ouvert le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Ce chapitre établit des normes de constatation, de mesure, de présentation et d'informations à fournir applicables aux écarts d'acquisition après leur comptabilisation initiale et aux actifs incorporels des entreprises à but lucratif. Les normes relatives aux écarts d'acquisition sont inchangées par rapport aux normes incluses dans l'ancien chapitre 3062. Les activités de la Société comprennent les coûts liés aux projets potentiels qui ont été capitalisés dans les coûts liés aux nouveaux projets. En vertu du chapitre 3064, ces frais sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Cette norme, qui est applicable rétroactivement, exige que la Société passe en charges les coûts liés aux projets potentiels auparavant capitalisés. L'incidence de cette nouvelle norme sur le bilan consolidé de la Société au 1<sup>er</sup> janvier 2008 se détaille comme suit :

<b>Comptes du bilan consolidé</b>	<b>Actif</b>	<b>Passif et capitaux propres</b>
	<b>\$</b>	<b>\$</b>
(Diminution)		
Frais de développement liés aux projets	(145 312)	
Impôts futurs		(39 731)
Capitaux propres		(105 581)
	(145 312)	(145 312)

L'incidence de cette nouvelle norme sur l'état consolidé des résultats de la Société pour la période correspondante de 2008 est la suivante :

<b>Comptes de l'état consolidé des résultats</b>	<b>Pour l'année terminée le 31 décembre 2008</b>
	<b>\$</b>
Augmentation des charges liées aux projets potentiels	3 703 378
Diminution de la perte de valeur des frais de développement liés aux projets	(735 989)
Recouvrement de l'impôt futur	(781 492)
Perte attribuée aux parts des actionnaires sans contrôle	(303 770)
Augmentation nette de la perte	1 882 127
Augmentation de la perte nette par action, de base et diluée	(0,08)

L'incidence de cette nouvelle norme sur le bilan consolidé de la Société en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009 est la suivante :

<b>Comptes du bilan consolidé</b>	<b>Actif</b>	<b>Passif et capitaux propres</b>
	<b>\$</b>	<b>\$</b>
Augmentation / (Diminution)		
Frais de développement liés aux projets	(3 112 701)	
Écart d'acquisition	(705 344)	
Actif d'impôts futurs	470 457	
Passif d'impôts futurs		(154 857)
Parts des actionnaires sans contrôle		(1 205 023)
Capitaux propres		(1 987 708)
	(3 347 588)	(3 347 588)

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

La Société a adopté les modifications apportées par l'ICCA au chapitre 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », en vertu desquels une entité est désormais tenue de divulguer et de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie qui reflète l'importance des données utilisées pour effectuer l'évaluation. La hiérarchie de la juste valeur doit comprendre les trois niveaux suivants :

- Niveau 1 – évaluation en fonction des prix cotés (non ajustés) sur les marchés actifs pour des placements identiques;
- Niveau 2 – techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif, autres que les prix cotés du niveau 1, qui sont observables directement (i.e. les prix) ou indirectement (i.e. dérivés à partir des prix); et
- Niveau 3 – techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif qui ne s'appuient pas sur des données du marché observables (données non observables).

La hiérarchie des justes valeurs exige l'utilisation de données observables sur le marché chaque fois que de telles données existent. Un instrument financier est classé au niveau le plus bas de la hiérarchie pour lequel une donnée importante a été prise en compte dans l'évaluation à la juste valeur. .

Les informations à fournir sont présentées aux notes 13 et 22 des états financiers consolidés vérifiés de 2009.

### Modifications apportées en 2008 :

Le chapitre 1535 du *Manuel de l'ICCA*, « Informations à fournir concernant le capital », exige de la part d'une entité qu'elle fournisse les informations propres à permettre aux utilisateurs de ses états financiers d'évaluer ses objectifs, politiques et procédures de gestion de son capital. Ce chapitre s'applique aux états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2007. L'application de ce chapitre exige la présentation d'informations supplémentaires qui sont présentées à la note 24 des états financiers consolidés vérifiés.

Le chapitre 3031 du *Manuel de l'ICCA*, « Stocks », établit des normes pour l'évaluation des stocks et la communication d'information à leur sujet. L'application de ces normes n'a nécessité aucun ajustement au solde d'ouverture des bénéfices non répartis mais a requis une reclassification des autres actifs à court terme aux immobilisations corporelles pour un montant de 31 310 \$. L'amortissement annuel s'en trouve augmenté de 1 122 \$.

Le CPN-173 du *Manuel de l'ICCA*, « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », précise que la méthode de calcul de la juste valeur des instruments financiers dérivés doit tenir compte du risque spécifique des contreparties. La Société a déjà considéré l'incidence du CPN-173 dans l'évaluation de ses instruments financiers dérivés.

### Modifications comptables futures :

Le nouveau chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA*, « Regroupements d'entreprises », s'appliquera aux regroupements d'entreprises pour lesquels la date d'acquisition sera à compter de la période intermédiaire et de l'exercice de la Société qui débiteront le 1<sup>er</sup> janvier 2011. L'adoption anticipée est autorisée. Ce chapitre améliore la pertinence, la fiabilité et la comparabilité de l'information relative à un regroupement d'entreprises et à ses effets que fournit dans ses états financiers l'entité présentant les états financiers.

Le nouveau chapitre 1601 du *Manuel de l'ICCA*, « États financiers consolidés », s'appliquera aux états financiers des périodes intermédiaires et des exercices de la Société ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011. L'adoption anticipée est autorisée. Ce chapitre établit des normes pour la préparation des états financiers consolidés. La Société n'a pas encore déterminé l'incidence de l'adoption de ce nouveau chapitre sur les états financiers consolidés.

Le nouveau chapitre 1602 du *Manuel de l'ICCA*, « Participations sans contrôle », s'appliquera aux états financiers des périodes intermédiaires et des exercices de la Société ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011. L'adoption anticipée est autorisée. Ce chapitre établit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis postérieurement à un regroupement d'entreprises, de la participation sans contrôle dans une filiale. La Société n'a pas encore déterminé l'incidence de l'adoption de ce nouveau chapitre sur les états financiers consolidés.

## **RAPPORT DE GESTION**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### **Normes internationales d'information financière :**

Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les entreprises ayant une obligation publique de rendre des comptes au Canada sont tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») pour les entreprises. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, les sociétés doivent passer des PCGR du Canada aux IFRS. La Société appliquera donc les IFRS à partir du trimestre se terminant le 31 mars 2011.

La Société a commencé à évaluer les principaux éléments qui nécessiteront des ajustements lors de l'adoption des IFRS. Un échéancier présentant les étapes que doit suivre la Société a été établi afin de respecter la date de conversion. L'échéancier de conversion aux IFRS est sujet à changement selon l'évolution des travaux d'analyse et les mises à jour des normes IFRS et des interprétations. Pour le moment, la Société ne peut pas déterminer ou estimer complètement l'incidence qu'aura l'adoption des IFRS sur sa situation financière future, ni sur ses résultats d'exploitation.

Au cours de l'année 2009, le personnel comptable de la Société a suivi une formation intensive sur l'application des normes IFRS. De la formation additionnelle devrait être dispensée en 2010.

La Société a débuté l'analyse détaillée qui consiste à évaluer l'incidence des IFRS sur la comptabilité et sur la présentation financière ainsi que sur les diverses conventions comptables que la Société pourrait choisir d'appliquer. À cet effet, la Société continue d'évaluer les différents choix offerts dans le cadre de la norme IFRS 1, « Première adoption des normes internationales d'information financière », pour l'établissement de son bilan d'ouverture en date du 1<sup>er</sup> janvier 2010 et poursuit les discussions avec les vérificateurs à cet effet.

Un examen des impacts sur les postes les plus importants des états financiers a été entamé. Le poste identifié comme ayant un impact potentiel significatif sur le bilan d'ouverture ou sur les résultats est les immobilisations corporelles. L'impact potentiel concernant les immobilisations corporelles réside dans la séparation des immobilisations corporelles en composantes et les différentes durées de vie de ces dernières. Une première ébauche des composantes des immobilisations a été déterminée par la direction. Le travail se poursuit afin de compléter l'identification des composantes, leurs périodes d'amortissement respectives, les impacts sur le bilan d'ouverture en date du 1<sup>er</sup> janvier 2010 ainsi que l'impact sur l'état consolidé des résultats. Une première ébauche des états financiers du premier trimestre 2011 a été préparée ainsi que les notes afférentes qui contiendront toute la divulgation requise selon les IFRS. Au cours de l'année 2010, la Société continuera d'évaluer l'incidence des normes IFRS.

Un système de suivi des ajustements sera mis en place au cours de l'année 2010 afin de retraiter les états financiers pour qu'ils soient établis conformément aux IFRS. Lorsque les impacts des ajustements seront connus, la Société les dévoilera par sa divulgation continue.

Concernant l'établissement et le maintien des contrôles interne à l'égard de l'information financière, ceux-ci seront ajustés pour tenir compte des modifications apportés aux processus comptables.

Des discussions ont été entamées par le Fonds avec les institutions financières prêteuses afin de s'assurer que les ajustements reliés aux IFRS n'auront pas d'impact sur les méthodes de calcul des ratios financiers.

### **GESTION DES RISQUES**

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur le financement par emprunt. Puisque ces instruments financiers dérivés font l'objet d'ententes conclues avec d'importantes institutions financières cotées A+ ou mieux par S&P, la Société considère le risque d'illiquidité comme étant faible.

Puisque la dette de la Société est à taux d'intérêt variable, elle utilise des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt pour protéger le rendement économique de ses projets en construction et de ses installations en exploitation. La Société ne prévoit pas régler ses instruments financiers dérivés avant leur échéance, puisqu'elle ne détient pas ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Au 31 décembre 2009, la Société détenait deux swaps de taux d'intérêt d'un montant total de 75,7 M\$ en relation avec la centrale Umbata Falls et le parc éolien Carleton. Elle détenait également sept contrats à terme sur obligations totalisant 110,0 M\$ liés au projet Ashlu Creek (les « Contrats Ashlu »). À cette date, la quote-part de la Société relative à la juste valeur marchande combinée de ces contrats s'établissait à un montant négatif de 11,9 M\$ (montant négatif de 22,7 M\$ au 31 décembre 2008). La baisse de la valeur négative des instruments financiers dérivés est attribuable aux gains nets non réalisés sur instruments financiers dérivés en 2009 qui découlent principalement de la hausse des taux d'intérêt de référence pour les échéances à long terme, partiellement contrebalancée par une diminution des taux d'intérêt de référence pour les échéances à court terme depuis la fin de 2008. Au 31 décembre 2008, la quote-part de la Société dans le total du notionnel des instruments financiers dérivés était de 180,3 M\$ et sa part de leur juste valeur marchande combinée correspondait à un montant négatif de 22,7 M\$. Ces justes valeurs marchandes sont présentées au bilan sous le poste « Instruments financiers dérivés » et leurs variations sont comptabilisées à l'état des résultats sous le poste « (Gain net) perte nette réalisé(e)/ non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés ». La Société ne fait pas appel à la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés.

En date du présent rapport de gestion, la Société a prorogé les dates d'échéance des Contrats Ashlu au 29 mars 2010. La Société prévoit utiliser une partie du produit des débentures subordonnées non garanties convertibles à échéance reportable émises le 8 mars 2010 pour régler ces contrats à terme sur obligations à leur échéance. Un complément d'information sur cette émission de débentures convertibles et la prorogation de la date d'échéance des Contrats Ashlu figure à la rubrique « Événements postérieurs » du présent rapport de gestion. Parallèlement au règlement des Contrats Ashlu, Innergex prévoit conclure un nouveau swap de taux d'intérêt de 25 ans. La perte réalisée sur ces sept contrats à terme sur obligations sera contrebalancée par le fait que le projet bénéficiera d'un taux d'intérêt fixe plus bas que prévu sur la période d'amortissement de 25 ans de sa dette à long terme, ce qui contribuera à protéger la valeur économique du projet Ashlu Creek. Si les parties prenantes devaient rejeter le regroupement, la Société chercherait à proroger à nouveau l'échéance des Contrats Ashlu. L'incapacité à proroger cette échéance pourrait entraîner un manque de liquidités. Néanmoins, la Société a toujours été en mesure de prolonger ou de renouveler les contrats à terme sur obligations, ou d'obtenir du financement externe afin de respecter les exigences en capitaux.

L'exercice par la contrepartie de l'option de résiliation anticipée prévue au swap de taux d'intérêt lié au parc éolien Carleton pourrait également entraîner un manque de liquidités. Toutefois, cette option ne peut être exercée qu'à une seule occasion, soit à l'échéance de 2013 du prêt sous-jacent. Si cette option devait être exercée à cette date, la perte présumée serait contrebalancée par les économies réalisées sur les frais d'intérêt futurs, puisqu'une valeur négative d'un swap découlerait d'un environnement où les taux d'intérêt seraient plus faibles que celui qui est prévu au swap existant.

En 2005, Innergex II Fonds de revenu (maintenant une filiale de la Société) a vendu au Fonds la centrale hydroélectrique Rutherford Creek. L'entité propriétaire de l'actif, Rutherford Creek Power, Limited Partnership, a accepté de verser des redevances à Innergex II Fonds de revenu suivant l'expiration ou la résiliation du CAÉ de Rutherford Creek en septembre 2024, à condition que soient atteints certains seuils de produits. Au 31 décembre 2009, la juste valeur de cet instrument financier était de 0,9 M\$ (0,8 M\$ au 31 décembre 2008). Ce montant est présenté au bilan sous le poste « Instruments financiers dérivés » et ses variations sont inscrites à l'état des résultats sous le poste « (Gain net) perte nette non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés. »

Conformément aux PCGR du Canada, la Société a comptabilisé les instruments financiers dérivés (« Dérivés ») à leur juste valeur marchande ajustée selon une prime de crédit estimée. Ces évaluations sont déterminées en majorant les taux d'actualisation basés sur les taux swaps selon une prime de crédit spécifique à chaque Dérivé estimée selon leur maturité et contrepartie. Pour les Dérivés comptabilisés à l'actif pour Innergex (i.e. les Dérivés pour lesquels les contreparties sont redevables à Innergex), la prime de crédit de la contrepartie a été ajoutée au taux d'actualisation basé sur les taux swaps. Pour les Dérivés comptabilisés au passif pour Innergex (i.e. les Dérivés pour lesquels Innergex est redevable aux contreparties), la prime de crédit d'Innergex a été ajoutée au taux d'actualisation basé sur les taux swaps. Les valeurs des Dérivés ajustées selon une prime de crédit estimée sont soumises aux variations des primes de crédit d'Innergex et de ses contreparties.

## **RAPPORT DE GESTION**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### **RISQUES ET INCERTITUDES**

La Société est exposée à divers risques d'entreprise et a décrit ci-dessous ceux qu'elle considère importants. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui sont actuellement inconnus de la Société, ou qu'elle considère peu importants, pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur ses affaires. D'autres risques et incertitudes sont présentés à la rubrique intitulée « Facteurs de risque » de la notice annuelle de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

#### **Mise en œuvre de la stratégie**

La stratégie de la Société afin de créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou à développer des installations de production d'électricité de haute qualité qui produisent des flux de trésorerie durables et croissants, dans le but d'obtenir des rendements adéquats sur le capital investi. Toutefois, rien ne garantit que la Société sera en mesure d'acquérir ou de créer des installations de production d'énergie de haute qualité à des prix attractifs pour poursuivre sa croissance. La mise en œuvre d'une stratégie de placement réussie fondée sur la valeur exige une appréciation commerciale prudente, doit être réalisée au moment opportun, et requiert également les ressources nécessaires pour réaliser le développement d'installations de production d'électricité. La Société peut sous-estimer les coûts liés à la mise en service commercial d'installations de production d'électricité ou peut être incapable d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions dans ses activités existantes.

#### **Ressources en capital**

Le développement et la construction de nouvelles installations éventuelles ainsi que la croissance des Projets en développement et des Projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés à partir des fonds générés par les activités d'exploitation de la Société, de son placement dans le Fonds, les emprunts et (ou) les émissions d'actions supplémentaires. Dans la mesure où les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'effectuer les investissements nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes et de continuer à exercer ses activités sera compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables pour le financement du développement ou de l'expansion.

Les efforts de mobilisation de capitaux de la Société pourraient comprendre l'émission et la vente d'actions ordinaires supplémentaires, ou de titres d'emprunt convertibles en actions ordinaires, lesquels pourraient, selon le prix auquel ces actions sont vendues ou converties, avoir un effet dilutif important pour les détenteurs des actions ordinaires de la Société et une incidence négative sur le cours de celles-ci.

#### **Instruments financiers dérivés**

Les instruments financiers dérivés sont conclus avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend de la performance de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait impliquer un risque de liquidité. Les risques de liquidités relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme sur obligations à leur date d'échéance et l'option de résiliation comprise dans certains swaps de taux d'intérêt. La Société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de fluctuation de taux d'intérêt sur son financement par emprunts. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

#### **Crise économique et financière actuelle**

Au moment de la publication du présent rapport de gestion, l'obtention de financement par capitaux propres et par emprunts était rendue difficile par la crise économique et financière mondiale. Par conséquent, la Société ne peut garantir que le financement supplémentaire requis pour l'aménagement et la construction des Projets en développement et des Projets potentiels se matérialisera en temps opportun, pourra être obtenu selon des conditions commerciales acceptables ou même qu'il sera disponible. Si les Projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leur CAÉ respectif, la Société pourrait être tenue de payer des pénalités ou encore l'autre partie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

#### **Régime hydrologique et éolien**

La quantité d'énergie produite par les installations de la Société est tributaire des débits d'eau et du vent. Des débits d'eau ou des régimes de vent plus faibles qu'anticipé au cours d'une année peuvent avoir un impact sur les produits d'exploitation de la Société et sur sa rentabilité. La Société détient quatre centrales électriques qui dépendent de quatre bassins versants et un parc éolien, qui offrent une diversification notable relativement aux sources de produits d'exploitation.

## **RAPPORT DE GESTION**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### **Investissement dans le Fonds**

La Société possède une participation importante dans le Fonds. Par conséquent, les investisseurs de la Société sont assujettis aux risques auxquels la Société sera confrontée à titre de porteur de parts important du Fonds. Les risques liés à un investissement dans le Fonds sont décrits dans les documents d'information continue du Fonds, qui se trouvent sur le site Web de Sedar au [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Cette information n'est pas intégrée par renvoi. Jusqu'à ce que d'autres Projets en développement n'atteignent le stade de l'exploitation commerciale, la capacité de la Société à payer l'intérêt et les autres charges d'exploitation et à remplir ses obligations sera en partie tributaire de la réception des fonds suffisants de son placement dans le Fonds. La possibilité que la Société reçoive une encaisse distribuable du Fonds dépendra de la situation financière et de la solvabilité du Fonds. Rien ne garantit que le Fonds continuera de verser des distributions en espèces de la même façon que par le passé.

Le 1<sup>er</sup> février 2010, le Fonds et Innergex ont annoncé la conclusion d'une entente définitive visant un regroupement stratégique des deux entités, aux termes de laquelle le Fonds acquiert Innergex par voie d'une prise de contrôle inversée, donnant simultanément effet à la conversion du Fonds en une société par actions. Un complément d'information figure à la rubrique « Événements postérieurs » du présent rapport de gestion.

### **Construction et conception**

Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des Projets en développement, des Projets potentiels et des projets futurs que la Société entreprend. Certains facteurs peuvent causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, des modifications des exigences d'ingénierie et de conception, le rendement des entrepreneurs, des conflits de travail, des intempéries et la disponibilité du financement. Même une fois complétée, une installation peut ne pas fonctionner comme prévu en raison de défauts de conception et de fabrication, qui pourraient ne pas tous être couverts par une garantie. Un problème mécanique pourrait également se produire dans de l'équipement après l'expiration de la période de garantie, ce qui entraînerait une perte de production ainsi que des coûts de réparation, même si la Société a souscrit une assurance et mis en place des comptes de réserve pour se protéger contre ces éventualités.

### **Développement de nouvelles installations**

La Société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'électricité. Ces installations présentent une plus grande incertitude quant à leur rentabilité future que les installations en exploitation dont le rendement a été prouvé. Dans certains cas, bon nombre de facteurs ayant un effet sur les coûts n'ont pas encore été établis, comme les paiements de redevances sur les terrains, les redevances d'utilisation d'eau ou les taxes municipales. La Société est tenue, dans certains cas, d'avancer des fonds et de déposer des cautionnements d'exécution dans le cours du développement de ces nouvelles installations. Si certaines de ces installations de production d'électricité ne sont pas réalisées ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la Société.

### **Rendement des projets**

La capacité des installations de la Société de produire la quantité maximale d'énergie pouvant être vendue à Hydro-Québec, à BC Hydro et à l'OPA ou à d'autres acheteurs d'électricité aux termes des CAÉ, constitue un facteur déterminant des produits d'exploitation de la Société. Si l'une des installations de la Société produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année de contrat donnée, la Société pourrait devoir payer une pénalité à l'acheteur visé. Le paiement de ces pénalités par la Société pourrait réduire ses produits d'exploitation et sa rentabilité.

### **Défaillance de l'équipement**

Les installations de la Société sont assujetties au risque de défaillance d'équipement attribuable à la détérioration du bien en raison de l'usage ou de l'âge, à un défaut caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'exploitant, entre autres choses. Si l'équipement d'une installation exige des temps d'arrêt plus longs que prévu pour l'entretien et la réparation, ou si la production d'électricité est perturbée pour d'autres motifs, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable.

### **Taux d'intérêt et risque lié au refinancement**

Les fluctuations des taux d'intérêt constituent une préoccupation particulière dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements, comme le secteur de l'énergie électrique. La Société est exposée aux risques liés aux taux d'intérêt et au refinancement de la dette à l'égard des facilités de crédit bancaires à taux variable utilisées pour le financement de la construction. La capacité de la Société de refinancer à des conditions favorables la dette dépend des conditions des marchés des capitaux d'emprunt, qui sont de nature variable et difficile à prévoir.

## **RAPPORT DE GESTION**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### **Effet de levier financier et clauses restrictives**

Les activités de la Société sont assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la Société pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : i) la capacité de la Société d'obtenir à l'avenir un financement supplémentaire pour son fonds de roulement, ses dépenses en immobilisations, ses acquisitions ou ses autres développements de projets futurs pourrait être restreinte; ii) la Société pourrait devoir affecter une partie importante des flux de trésorerie qu'elle tirera de ses activités au paiement du capital et des intérêts sur sa dette, ce qui réduirait les fonds disponibles pour ses activités futures; iii) la Société fera une partie de ses emprunts à des taux d'intérêt variables, ce qui l'exposera au risque d'augmentation des taux d'intérêt et iv) la Société pourra être plus vulnérable aux ralentissements de l'économie et limitée dans sa capacité à se mesurer à la concurrence. La Société est assujettie à des restrictions financières et d'exploitation en raison de clauses restrictives présentes dans certains contrats de sûreté et de prêt. Ces clauses restrictives imposent des restrictions ou limitent la capacité de la Société, et la capacité de ses filiales, entre autres, à contracter des dettes supplémentaires, à fournir une garantie relative à la dette, à créer des charges, à aliéner des actifs, à effectuer des liquidations, dissolutions, fusions, regroupements ou à mettre en vigueur toute restructuration de la Société ou du capital, à verser des distributions, à émettre des titres de participation et à créer des filiales. Ces restrictions peuvent limiter la capacité de la Société à obtenir du financement supplémentaire, à résister au fléchissement des activités de la Société et à tirer profit d'occasions d'affaires. De plus, la Société peut être tenue d'obtenir un financement par emprunts supplémentaire selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent la capacité de la Société d'accroître ses activités, d'acquérir les actifs nécessaires ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la Société.

### **Convention de séparation**

La Société a une participation indivise de 38 % dans quatre projets de parcs éoliens. De plus, la Société détient indirectement, par l'entremise de son placement de 16,1 % en parts du Fonds, une tranche de la participation de 38 % dans deux parcs éoliens. Une tierce partie est l'autre propriétaire indivis de la participation restante de 62 % dans la totalité des six projets de parcs éoliens. La Société et cette même tierce partie ont conclu une Convention de séparation qui décrit le processus qui s'appliquera si la Société ou la tierce partie demande la séparation des projets éoliens détenus en copropriété indivise. Dès que deux des projets de parcs éoliens sont complètement achevés, la Convention de séparation permet à l'un des copropriétaires de demander, entre le 31<sup>e</sup> et le 60<sup>e</sup> jour qui suit la date d'achèvement du deuxième projet (c'est-à-dire le parc éolien AAV) la séparation de tous les projets de parcs éoliens détenus en copropriété indivise. La date d'achèvement du parc éolien AAV n'a pas encore été établie. Advenant une demande de séparation, parmi les parcs éoliens détenus en copropriété indivise par le Fonds, celui ayant la juste valeur marchande la moins élevée sera attribué au Fonds et l'autre sera attribué à la tierce partie. Les quatre projets de parc éoliens restants seront attribués entre la Société et la tierce partie en fonction du nombre total de MW des projets et des dates d'achèvement prévues. De sorte qu'après le processus de séparation, chacun de la Société et de la tierce partie détiendra intégralement certains de ces quatre projets, qui auront une valeur proche de la valeur de leur participation respective dans ces quatre projets. Dans chaque cas, les parties devront verser un montant à l'autre pour compenser la différence de valeur.

### **Relation avec Hydro-Québec**

Le CAÉ du parc éolien Carleton et les CAÉ des projets éoliens Montagne-Sèche et Gros Morne prévoient certaines pénalités qui pourraient être exigibles à la survenance d'un cas de défaut, sous réserve de certains montants prévus à cet égard. Si ces pénalités devenaient payables à Hydro-Québec, elles seraient assumées dans une proportion de 38 % par la Société.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

Les mises à jour concernant la Société sont régulièrement disponibles par le biais des communiqués de presse, des états financiers trimestriels et de la notice annuelle que vous trouverez sur le site de la Société à l'adresse [www.innergex.com](http://www.innergex.com) ou sur celui de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

### RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Pour les trimestres terminés les (non vérifiés):

(en milliers, sauf indication contraire)	31 déc. 2009	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009
Production (MWh)	81 996	49 156	63 421	60 083
Produits	8 013 \$	4 645 \$	7 467 \$	5 516 \$
(Perte nette) bénéfice net	(19 106) \$	(2 727) \$	8 421 \$	(1 918) \$
(Perte nette) bénéfice net par action				
résultat de base (\$/action)	(0,81)	(0,12)	0,36	(0,08)
résultat dilué (\$/action)	(0,81)	(0,12)	0,36	(0,08)
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation				
résultat de base	23 500	23 500	23 500	23 500
résultat dilué	23 500	23 500	23 500	23 500

(en milliers, sauf indication contraire)	31 déc. 2008 <sup>1</sup>	30 sept. 2008 <sup>1</sup>	30 juin 2008 <sup>1</sup>	31 mars 2008 <sup>1</sup>
Production (MWh)	35 312	9 369	12 790	10 647
Produits	811 \$	1 660 \$	2 424 \$	971 \$
(Perte nette) bénéfice net	(30 055) \$	(1 225) \$	1 309 \$	(5 819) \$
(Perte nette) bénéfice net par action				
résultat de base (\$/action)	(1,28)	(0,05)	0,06	(0,25)
résultat dilué (\$/action)	(1,28)	(0,05)	0,06	(0,25)
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation				
résultat de base	23 500	23 500	23 500	23 500
résultat dilué	23 500	23 500	23 500	23 544

1. Chiffres retraités. Veuillez vous reporter à la rubrique « Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion

Les variations survenues au cours des huit derniers trimestres sont principalement attribuables aux facteurs suivants :

- la mise en service commercial de la centrale Umbata Falls et du parc éolien Carleton en novembre 2008;
- le caractère saisonnier de la production d'électricité dans les installations de la Société;
- les fluctuations du bénéfice net (de la perte nette) du Fonds qui ont une incidence directe sur la quote-part de la Société du bénéfice net (de la perte nette) d'une entité sous influence notable;
- les variations de la juste valeur de marché des instruments financiers dérivés, qui ont été plus importantes au 4T 2009 (gain de 4,7 M\$), au 2T 2009 (gain de 9,5 M\$), au 4T 2008 (perte de 17,3 M\$) et au 1T 2008 (perte de 6,1 M\$);
- la radiation de frais de développement liés aux projets au 4T 2008 (16,1 M\$);
- les pertes de valeur de l'écart d'acquisition au 4T 2009 (22,5 M\$) et au 4T 2009 (3,6 M\$);
- la mise en service commercial de la centrale Ashlu Creek le 29 novembre 2009.

## **RAPPORT DE GESTION**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### **RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE**

#### **Installations en exploitation**

Au quatrième trimestre de 2009, les Installations en exploitation de la Société ont généré 81 996 MWh (35 312 MWh en 2008). L'augmentation est attribuable essentiellement à l'apport de la centrale hydroélectrique Umbata Falls et du parc éolien Carleton pendant un trimestre complet, les deux installations étant entrées en service commercial en novembre 2008. Le démarrage des activités commerciales de la centrale hydroélectrique Ashlu Creek le 29 novembre 2009 a également contribué à cette augmentation.

Par rapport à la moyenne à long terme estimée, la Société a produit 4 % de plus d'énergie que prévu. Plus précisément, les centrales Glen Miller et Umbata Falls ont généré respectivement 23 % et 29 % de plus d'électricité par rapport aux prévisions à la faveur de conditions hydrologiques meilleures que prévu. Par ailleurs, le parc éolien Carleton a dégagé une production inférieure aux prévisions, en raison surtout d'un arrêt de production de sept jours en décembre 2009 qui a fait suite à l'accumulation de glace sur la ligne de transport d'Hydro-Québec, qui a dû intervenir. Enfin, la centrale Ashlu Creek a généré un peu plus d'énergie que prévu grâce à des conditions hydrologiques conformes aux attentes.

#### **Participation de 16,1 % dans le Fonds**

Les dix centrales hydroélectriques et les deux parcs éoliens du Fonds ont généré 189 011 MWh d'énergie au quatrième trimestre de 2009, soit 6 % de moins que la moyenne à long terme en raison de régimes de vent inférieurs à la moyenne et d'un arrêt de production de sept jours au parc éolien AAV en décembre 2009. Cette fermeture a fait suite également à l'accumulation de glace sur la ligne de transport d'Hydro-Québec, qui a dû intervenir. Au cours de la période correspondante de 2008, la production d'électricité avait atteint 220 299 MWh, soit 9 % de plus que la moyenne à long terme grâce à des conditions hydrologiques et des régimes de vent favorables.

#### **Produits**

Les produits provenant des activités d'exploitation se sont établis à 6,4 M\$ au quatrième trimestre de 2009 (2,7 M\$ en 2008). L'augmentation découle directement de la production de 81 996 MWh générée au cours du dernier trimestre de 2009 (35 312 MWh en 2008). Au quatrième trimestre de 2009, la Société a également reçu 0,7 M\$ en honoraires de gestion versés par le Fonds (0,6 M\$ en 2008).

Le bénéfice net du Fonds a dégagé un apport de 0,9 M\$ aux produits de la Société au cours du dernier trimestre de 2009, soit une amélioration de 3,3 M\$ par rapport à la période correspondante en 2008. L'amélioration du bénéfice net du Fonds a été influencée par un gain net non réalisé de 4,8 M\$ sur instruments financiers dérivés comptabilisé en 2009, comparativement à une perte nette latente de 19,5 M\$ sur instruments financiers dérivés en 2008. Ces éléments ont eu une incidence sur le bénéfice net du Fonds et, conséquemment, le montant de la quote-part de la Société.

#### **Charges**

Au quatrième trimestre de 2009, la Société a constaté des charges d'exploitation de 0,6 M\$ (0,2 M\$ en 2008) en relation avec les installations en exploitation. L'augmentation, qui était prévue, est attribuable essentiellement à l'exploitation de la centrale hydroélectrique Umbata Falls et du parc éolien Carleton pendant un trimestre complet, les deux installations étant entrées en service commercial en novembre 2008. Le démarrage des activités commerciales de la centrale hydroélectrique Ashlu Creek le 29 novembre 2009 a également contribué à cette augmentation.

La rémunération à base d'actions autre qu'en espèces s'est établie à 0,4 M\$ au quatrième trimestre de 2009 (même montant en 2008). La Société a également comptabilisé des frais généraux et d'administration de 1,6 M\$ pendant la période (1,2 M\$ en 2008). L'augmentation est principalement attribuable au plus grand nombre d'Installations en exploitation, à la baisse des charges affectées aux projets en construction par rapport à 2008 et aux frais engagés aux fins du regroupement. Un complément d'information sur le regroupement figure à la rubrique « Événements postérieurs » du présent rapport de gestion.

Les charges liées aux projets potentiels ont totalisé 0,8 M\$ au quatrième trimestre de 2009 (1,9 M\$ en 2008). Cette baisse découle principalement des charges supplémentaires engagées en 2008 dans le cadre de l'AO 2008 de BC Hydro. En investissant dans ses Projets potentiels et ses nouveaux projets, la Société favorise sa croissance dans les années à venir.

La Société a encouru des frais d'intérêts de 1,2 M\$ sur sa dette à long terme au cours du dernier trimestre de 2009 (0,5 M\$ en 2008). Cette hausse est attribuable au niveau d'endettement plus élevé, à l'égard duquel les intérêts sont comptabilisés comme des charges, lié aux installations en exploitation Umbata Falls et Carleton, qui sont entrées en service à la fin de 2008. Ce facteur a été partiellement contrebalancé par la diminution des taux d'intérêt variables.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008, la Société a enregistré une perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 2,4 M\$ (néant en 2009) en raison de la conversion d'un contrat à terme sur obligations en un swap de taux d'intérêt lié au projet éolien Carleton. La perte réalisée sur le contrat à terme sur obligations est contrebalancée par le fait que le projet bénéficie d'un taux d'intérêt fixe plus bas que prévu sur la période d'amortissement de 18,5 années de sa dette à long terme.

Au quatrième trimestre de 2009, la Société a comptabilisé un gain net non réalisé sur instruments financiers dérivés de 4,7 M\$ (perte nette non réalisée de 14,9 M\$ en 2008). Ce gain net non réalisé est principalement attribuable à l'accroissement des taux d'intérêt de référence pour les échéances à long terme depuis la fin du troisième trimestre de 2009. Il n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009, les autres produits ont été négligeables (0,1 M\$ en 2008). Cette diminution est attribuable au solde de trésorerie moyen supérieur en 2008 par rapport à 2009 et à la baisse des taux d'intérêt sur les dépôts en 2009 par rapport à 2008.

L'amortissement a totalisé 1,8 M\$ au quatrième trimestre de 2009 (0,9 M\$ en 2008). La différence s'explique principalement par le fait qu'un plus grand nombre d'Installations en exploitation ont été amorties en 2009 par rapport à 2008.

Au quatrième trimestre de 2009, Innergex a radié 0,4 M\$ au titre de frais de développement liés aux projets (16,1 M\$ en 2008). La radiation totale en 2008 est liée aux projets Mkw'Alts (10,1 M\$), Les Méchins (2,3 M\$) et à divers autres Projets potentiels (3,7 M\$). Des renseignements plus détaillés figurent à la rubrique « Projets abandonnés » du présent rapport de gestion.

La Société a procédé à un test annuel d'évaluation de l'écart d'acquisition pour l'année terminée le 31 décembre 2009. Compte tenu des résultats de ce test, une charge de perte de valeur de 22,5 M\$ (3,6 M\$ en 2008) a dû être comptabilisée. La perte de valeur est liée au cours des actions de la Société au TSX.

La provision pour impôts exigibles au cours des trimestres terminés les 31 décembre 2009 et 2008 a été minimale en raison du jeune âge de l'ensemble des immobilisations corporelles de la Société, qui donne lieu à une importante allocation du coût en capital disponible.

La Société a enregistré une provision d'impôts futurs de 2,5 M\$ au quatrième trimestre de 2009 découlant principalement d'un gain non réalisé sur instruments financiers dérivés. La perte de valeur de l'écart d'acquisition n'a eu aucun impact puisqu'elle est exclue du calcul de la provision pour impôts. En 2008, la Société avait comptabilisé un recouvrement d'impôts futurs de 10,8 M\$ découlant principalement d'une perte non réalisée sur instruments financiers dérivés et de la radiation des frais de développement liés aux projets.

Au quatrième trimestre de 2009, aucune perte n'a été attribuée aux parts des actionnaires sans contrôle (0,3 M\$ en 2008). Selon les PCGR du Canada, aucune autre perte ne peut être attribuée aux parts des actionnaires sans contrôle puisque l'absorption de leur quote-part des pertes comptables les a ramenées à zéro plus tôt en 2009.

### **Perte nette et résultat étendu**

La Société a comptabilisé une perte nette et un résultat étendu de 19,1 M\$ (perte nette de 0,81 \$ par action – résultat de base et dilué) au quatrième trimestre de 2009. Pour la période correspondante de 2008, la perte nette et le résultat étendu ont totalisé 30,1 M\$ (perte nette de 1,28 \$ par action – résultat de base et dilué). Cette amélioration de 10,9 M\$ est attribuable en grande partie à une hausse de 7,5 M\$ du BAIIA, à une variation positive de 19,6 M\$ de la juste valeur de marché d'instruments financiers dérivés et à une réduction de 15,7 M\$ de la radiation des frais de développement liés aux projets. Ces éléments positifs ont été atténués par une hausse de 18,9 M\$ de la perte de valeur de l'écart d'acquisition et une variation de 13,3 M\$ des provisions pour impôts.

Le résultat de base et dilué par action pour les trimestres terminés les 31 décembre 2009 et 2008 est calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 23 500 000 actions en circulation. Les options d'achat d'actions et les bons de souscription n'étaient pas dilutifs durant ces périodes, le cours moyen de l'action de la Société sur le marché étant alors inférieur au prix de levée.

Aux 22 mars 2010, 31 décembre 2009 et 31 décembre 2008, la Société avait un total de 23 500 000 actions en circulation.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

### ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

#### Centrale Ashlu Creek

Le 14 janvier 2010, un contrat à terme sur obligations au montant de 25,0 M\$ a été renouvelé jusqu'au 16 février 2010. À cette date, il a été renouvelé jusqu'au 16 mars 2010, puis une nouvelle fois jusqu'au 29 mars 2010. La Société compte utiliser une partie du produit des débentures subordonnées non garanties convertibles à échéance reportable émises le 8 mars 2010 pour régler ce contrat à terme sur obligations le 29 mars 2010.

Le 25 janvier 2010, six contrats à terme sur obligations d'un montant total de 85,0 M\$ ont été renouvelés jusqu'au 25 février 2010. Ils ont été renouvelés une nouvelle fois à cette date jusqu'au 29 mars 2010. La Société compte utiliser une partie du produit des débentures subordonnées non garanties convertibles à échéance reportable émises le 8 mars 2010 pour régler ce contrat à terme sur obligations le 29 mars 2010.

#### Centrale Fitzsimmons Creek

Le 26 janvier 2010, la centrale hydroélectrique Fitzsimmons Creek de 7,5 MW est entrée en service commercial. Cependant, dans le cadre de son entente avec le Comité d'organisation des Jeux olympiques et paralympiques d'hiver de 2010 à Vancouver, la centrale a interrompu ses activités au cours du mois de février 2010. La production d'électricité a repris le 1<sup>er</sup> mars 2010.

#### Emprunt bancaire

Le 27 janvier 2010, la Société a prorogé le terme de sa facilité de crédit renouvelable de 364 jours jusqu'au 30 décembre 2010, et a porté le montant maximum disponible de 30,0 M\$ à 40,0 M\$.

#### Regroupement stratégique du Fonds et d'Innergex

Le 1<sup>er</sup> février 2010, le Fonds et Innergex ont annoncé la conclusion d'une entente définitive (la « convention relative à l'arrangement ») visant un regroupement stratégique des deux entités, aux termes de laquelle le Fonds acquiert Innergex par voie d'une prise de contrôle inversée, donnant simultanément effet à la conversion du Fonds en une société par actions. Le regroupement créera une société du secteur de l'énergie renouvelable (« Innergex Combinée ») produisant uniquement de l'énergie propre qui sera l'un des plus importants producteurs indépendants d'énergie renouvelable au Canada.

Le Fonds a proposé le regroupement sous la forme d'une acquisition d'Innergex aux termes de laquelle le Fonds convient de payer une contrepartie représentant un ratio d'échange d'environ 0,685 part du Fonds par action d'Innergex. Le regroupement sera structuré en tant que prise de contrôle inversée afin de donner effet à la conversion du Fonds en une société par actions. Les porteurs de parts du Fonds échangeront leurs parts contre des actions d'Innergex en fonction d'un ratio d'échange de 1,460 action pour chaque part du Fonds. Lorsque le regroupement sera complété, les porteurs de parts actuels du Fonds (sauf Innergex) détiendront une participation de 61 % dans Innergex Combinée. Les actionnaires actuels d'Innergex détiendront alors la participation restante de 39 %. Le conseil d'administration sera initialement composé de M. Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex, et de huit administrateurs indépendants dont cinq seront des fiduciaires actuels d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation (« IEFE »), filiale en propriété exclusive du Fonds, et dont trois seront des administrateurs actuels d'Innergex. M. Jean La Couture, actuellement président du conseil des fiduciaires, sera nommé président du conseil d'Innergex Combinée. La réalisation du regroupement est soumise à l'obtention des approbations nécessaires des porteurs de parts du Fonds et des actionnaires d'Innergex et des autres conditions usuelles, tel qu'il est décrit plus amplement dans une circulaire d'information conjointe publiée le 17 février 2010 qui a été postée aux porteurs de parts du Fonds et aux actionnaires d'Innergex relativement aux assemblées spéciales qui se tiendront le 24 mars 2010. La clôture du regroupement devrait être effective avant la fin de mars 2010.

Après la réalisation du regroupement, il est prévu qu'Innergex Combinée adopte une politique en matière de dividendes procurant un dividende annuel de 0,58 \$ par action (l'équivalent de 0,85 \$ par part du Fonds, sur la base d'un ratio d'échange de 1,460 action par part du Fonds).

D'après le rapport favorable et la recommandation unanime d'un comité spécial de fiduciaires indépendants, le conseil des fiduciaires d'IEFE (les trois représentants d'Innergex au conseil d'IEFE s'étant abstenus), au nom du fiduciaire du Fonds, a approuvé à l'unanimité la signature et l'exécution de la convention relative à l'arrangement. Le conseil des fiduciaires d'IEFE a conclu à l'unanimité que le regroupement est équitable pour les porteurs de parts du Fonds (autres qu'Innergex) et est dans le meilleur intérêt du Fonds et de ses porteurs de parts, et recommande à l'unanimité aux porteurs de parts du Fonds (autres qu'Innergex) d'exercer les droits de vote rattachés à leurs parts en faveur du regroupement.

## RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

De même, le conseil d'administration d'Innergex (MM. Gilles Lefrançois et Michel Letellier, également fiduciaires d'IEFE, s'étant abstenus) a approuvé à l'unanimité la signature et l'exécution de la convention relative à l'arrangement, compte tenu du rapport favorable et de la recommandation unanime d'un comité spécial d'administrateurs indépendants. Le conseil d'administration d'Innergex a conclu à l'unanimité que le regroupement est équitable pour les actionnaires d'Innergex et est dans le meilleur intérêt d'Innergex, et recommande à l'unanimité aux actionnaires d'Innergex d'exercer les droits de vote rattachés à leurs actions en faveur du regroupement.

Des exemplaires de l'avis quant au caractère équitable et du rapport d'évaluation officiel de Financière Banque Nationale Inc. à l'intention du comité spécial d'IEFE et de l'avis quant au caractère équitable de Valeurs Mobilières TD Inc. à l'intention du comité spécial d'Innergex, une description des différents facteurs dont le conseil des fiduciaires d'IEFE et le conseil d'administration d'Innergex ont tenu compte aux fins de leurs décisions respectives d'approuver le regroupement, ainsi que d'autres renseignements généraux pertinents ont été inclus dans la circulaire d'information conjointe. Des exemplaires de la circulaire d'information conjointe, de la convention relative à l'arrangement, des conventions de soutien et de vote et de certains documents connexes ont été déposés auprès des autorités canadiennes de réglementation en valeurs mobilières et sont disponibles sur SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)) dans le cadre des documents publics du Fonds et d'Innergex. On pourra également se procurer ces documents par l'entremise du site Web d'Innergex ([www.innergex.com](http://www.innergex.com)) sous l'onglet « Investisseurs ».

### Inspection du tunnel à la centrale Ashlu Creek

Après les trois premiers mois d'exploitation de la centrale Ashlu Creek, la Société a décidé d'inspecter le tunnel avant la période de pointe de production d'énergie qui coïncide avec le printemps. Par conséquent, la centrale a été fermée le 28 février 2010. L'inspection a révélé que la trappe servant à empêcher les roches d'atteindre les turbines présentait des défaillances. Des mesures correctives sont présentement mises en œuvre et la Société prévoit que la production reprendra au début d'avril 2010.

### Débtures subordonnées non garanties convertibles à échéance reportable

Le 8 mars 2010, Innergex a annoncé qu'elle avait conclu un placement de débtures subordonnées convertibles à échéance reportable d'un capital global de 70,0 M\$ (les « débtures »). La date d'échéance initiale des débtures tombera le 30 avril 2010 et sera automatiquement reportée au 30 avril 2017 dès la clôture du regroupement. Les débtures porteront intérêt au taux de 5,75 % par année, payable semestriellement, et seront convertibles au gré du porteur en actions ordinaires (les « actions ordinaires ») de la Société au taux de conversion de 93,8967 actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de capital des débtures, soit un prix de conversion de 10,65 \$ par action ordinaire.

Le 16 mars 2010, Innergex a annoncé qu'elle avait clôturé l'option de surallocation préalablement attribuée à un syndicat de preneurs fermes le 8 mars 2010 pour la souscription d'un capital supplémentaire de 10,5 M\$ de débtures. Combiné au placement de débtures d'un capital global de 70,0 M\$ du 8 mars 2010, l'option de surallocation porte à 80,5 M\$ le produit brut total du placement.

Le produit net du placement et de l'option de surallocation devrait améliorer la marge de manœuvre financière d'Innergex Combinée et permettre de réduire la dette actuelle.

### AO 2008 de BC Hydro

Le 11 mars 2010, BC Hydro a annoncé que trois Projets potentiels hydroélectriques de la Société, représentant un total de 113 MW, sur les cinq soumis le 25 novembre 2008 en vertu de l'AO 2008 ont été retenus pour l'octroi de CAÉ. Les trois Projets potentiels retenus sont Upper Lillooet River, Boulder Creek et North Creek. Sous réserve de l'approbation de la *British Columbia Utilities Commission*, les CAÉ permettront à la Société de passer à la phase de développement, laquelle comprend des consultations des parties prenantes, ainsi que l'obtention des permis appropriés. La Société prévoit que la mise en service commercial du projet North Creek aura lieu en 2015 et celle des projets Boulder Creek et Upper Lillooet River en 2016. La Société détient une participation de 66 ⅔ % dans ces trois Projets potentiels.