Bâtir un avenir vert

Rapport annuel 2007

INNERGEX
Énergie renouvelable
Renewable Energy

Créer de la valeur avec la puissance de l'eau et du vent

Des projets à différents stades de développement, d'embryonnaires à matures

Un réseau de partenaires industriels, communautaires, autochtones et financiers

Une équipe polyvalente et expérimentée

Bienvenue dans la famille d'Innergex énergie renouvelable !

Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) est un promoteur, propriétaire et opérateur de centrales hydroélectriques et de projets éoliens en Amérique du Nord. L'équipe de direction d'Innergex énergie renouvelable inc. est impliquée au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990. La société détient un portefeuille de projets incluant une centrale actuellement en exploitation (8 MW), des intérêts dans neuf projets en développement avec contrats d'achat d'électricité qui sont actuellement en construction ou qui seront construits entre 2008 et 2012 (puissance estimée totale de 565 MW), et des projets potentiels (puissance estimée totale de plus de 1 600 MW).

Innergex énergie renouvelable inc. détient également 16,1 % d'Innergex Énergie, Fonds de revenu, une fiducie de revenu inscrite à la Bourse de Toronto (IEF.UN), et agit en tant que son gestionnaire en vertu de contrats de gestion à long terme.

Message aux actionnaires	4
Projets	6
Gouvernance	8
Rapport de gestion	9
Responsabilité à l'égard des états financiers et rapport des vérificateurs aux actionnaires	32
États financiers consolidés	35
Notes complémentaires aux états financiers consolidés	41
Glossaire	66

Message aux actionnaires

Chers actionnaires,

Depuis plus de 17 ans, nous développons et assurons l'opération de projets de production d'énergie renouvelable qui mettent en valeur la puissance de l'eau et du vent. Pour ce faire, nous nous assurons que la mise en œuvre de cette énergie soit faite de façon responsable et dans le respect des intérêts de tous les intervenants : partenaires de développement, gouvernements, communautés et citoyens, actuels et futurs. Ensemble, nous pouvons bâtir un avenir vert.

Premier appel public à l'épargne

L'inscription d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « société ») à la bourse de Toronto le 6 décembre 2007 est un événement marquant dans l'histoire de la société. Agissant auparavant à titre de gestionnaire, promoteur et opérateur d'installations d'énergie renouvelable, la société détient maintenant ses propres projets.

En effet, le produit du premier appel public à l'épargne a rassemblé suffisamment de capitaux pour acquérir les intérêts que la société ne détenait pas déjà dans Innergex II Fonds de revenu, et pour assurer la mise en opération commerciale de neuf projets d'énergie renouvelable qui détiennent des contrats d'achat d'électricité. En tant que gestionnaire et propriétaire d'une participation de 16,1 % d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds »), une fiducie détenant indirectement des intérêts dans dix centrales hydroélectriques et dans deux parcs éoliens, Innergex peut compter sur des revenus stables de gestion et un apport constant de distributions mensuelles en espèces.

Devenir une compagnie publique était inévitable compte tenu de nos succès récents dans l'obtention de contrats d'achat d'électricité et de projets potentiels. Grâce à ce nouvel accès aux capitaux, nous croyons que notre capacité de croissance s'est améliorée de façon remarquable. Nous visons maintenant à partager cette croissance et cette richesse futures avec nos nouveaux actionnaires.

Une équipe polyvalente

Les investisseurs d'Innergex ont reconnu l'expérience de l'équipe de direction. Notre équipe est formée de plus de 55 employés, dotés de compétences multidisciplinaires tant axées sur le développement et l'exploitation d'installations de production d'électricité que sur la gestion corporative. L'étendue de notre expérience est la clé de notre succès. Forts de notre réseau de collaborateurs reconnus, nous pouvons identifier les meilleurs sites pour réaliser des projets, prévoir de façon fiable leur production électrique potentielle et les construire en respectant l'échéancier et le budget.

Qualité des projets

Les investisseurs ont noté la qualité des projets hydroélectriques et éoliens. Ce niveau élevé de qualité fait une différence lors de l'obtention de contrats d'achat d'électricité avec des services publics provinciaux et pour obtenir le soutien nécessaire des gouvernements et des communautés.

Trois projets sont présentement en construction : le projet hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW; le projet éolien Carleton de 109,5 MW et le projet hydroélectrique Ashlu Creek de 49,9 MW. La construction de la centrale Umbata Falls a débuté en juillet 2006 et sa mise en service commerciale est prévue pour le troisième trimestre de 2008. Le projet est situé près de Marathon en Ontario, et est développé en partenariat avec la Première nation des Ojibways de Pic River.

Turbine à la centrale hydroélectrique Glen Miller

Construction à la centrale hydroélectrique Umbata Falls

Montage d'une éolienne

Au Québec, la construction du parc éolien de Carleton a débuté l'automne dernier avec la préparation du site et la construction des chemins d'accès. Le parc éolien et ses 73 éoliennes devraient commencer à produire au cours du quatrième trimestre de 2008.

En Colombie-Britannique, la construction du projet hydroélectrique Ashlu Creek va bon train. Les travaux ont débuté en août 2006 et ils devraient être complétés en 2009. L'équipe d'Innergex basée à notre bureau régional de Vancouver travaille en étroite collaboration avec les communautés locales, les entreprises d'ingénierie, les entrepreneurs et les travailleurs pour réaliser cet aménagement.

Cette année, nous prévoyons compléter la mise en service de la centrale hydroélectrique Umbata Falls et du projet éolien de Carleton. De plus, nous comptons amorcer la construction de la centrale hydroélectrique Matawin de 15 MW, de la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek de 49,9 MW et de la centrale hydroélectrique Mkw'Alts de 47,7 MW. Ces projets détiennent des contrats d'achat d'électricité à long terme de 25, 40 et 20 ans respectivement. Finalement, nous prévoyons que les processus d'évaluation environnementale du projet éolien Montagne-Sèche de 58,5 MW et des deux phases du projet éolien Gros Morne de 211,5 MW se poursuivront au cours de l'année.

Croissance potentielle

Quant au futur, nous sommes confiants de notre aptitude à réaliser une croissance soutenue grâce à notre portefeuille de projets potentiels. En septembre dernier, nous avons proposé trois projets éoliens à l'appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution et les résultats devraient être connus au printemps 2008. Ces projets représentent une puissance installée prévue de 322,5 MW et sont situés dans trois régions différentes. Le projet Roussillon est situé sur la rive-sud de Montréal, le projet Massif-du-Sud est situé dans la région Chaudière-Appalaches et le projet Kamouraska est situé au Bas-Saint-Laurent. Nous entendons proposer les autres projets potentiels lors d'appels d'offres futurs qui seront lancés par des services publics provinciaux.

C'est avec plaisir que nous poursuivons, avec nos nouveaux actionnaires, notre vision de développement responsable de projets d'énergie renouvelable.

Nous souhaitons la bienvenue à nos nouveaux actionnaires et remercions tous nos partenaires, les membres du conseil et les employés pour leur engagement dans cette vision.

Michel Letellier, MBA
Président et Chef de la direction

Gilles Lefrançois, CA
Président exécutif du conseil d'administration

Innergex Énergie, Fonds de revenu

Projets en exploitation

1
Rutherford Creek
49,9 MW

2
Horseshoe Bend
9,5 MW

3
Batawa
5,0 MW

4
Windsor
5,5 MW

5
Chaudière
24,0 MW

6
Montmagny
2,1 MW

7
Saint-Paulin
8,0 MW

8
Portneuf 1
8,0 MW

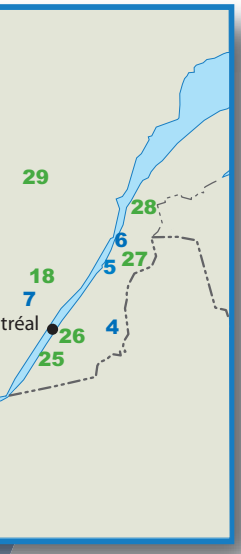
9
Portneuf 2
9,9 MW

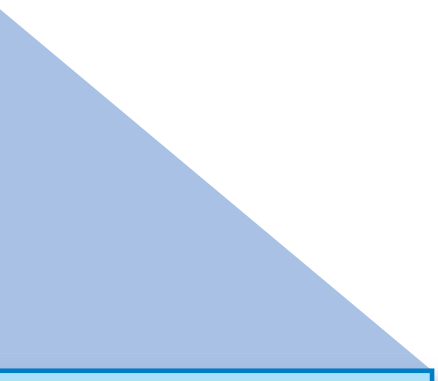
10
Portneuf 3
8,0 MW

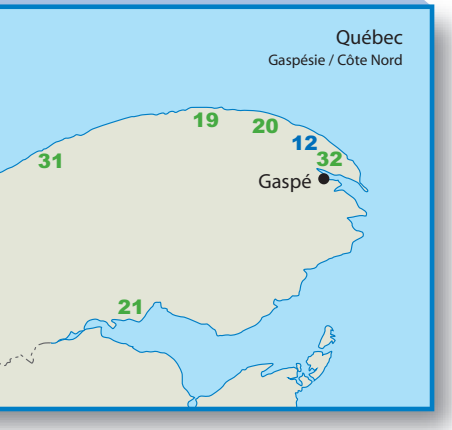
11
Baie-des-Sables
109,5 MW

12
Anse-à-Valleau
100,5 MW

Innergex énergie renouvelable







Projets en exploitation

13 Glen Miller
8,0 MW

Projets en développement

14 Ashlu Creek
49,9 MW

15 Mkw'Alts
47,7 MW

16 Kwoiek Creek
49,9 MW

17 Umbata Falls
23,0 MW

18 Matawin
15,0 MW

19 Montagne-Sèche
58,5 MW

20 Gros Morne I et II
211,5 MW

21 Carleton
109,5 MW

Projets potentiels

22 Kaipit
9,9 MW

23 Kokish
9,9 MW

24 Kipawa
42,0 MW

25 Roussillon
108,0 MW

26 Saint-Constant
70,0 MW

27 Massif-du-Sud
90,0 MW

28 Kamouraska
124,5 MW

29 Club des Hauteurs
195,5 MW

30 Haute-Côte-Nord
Est / Ouest
338,0 MW

31 Les Méchins
150,0 MW

32 Rivière-au-Renard
25,0 MW

* Autres sites
(Colombie-Britannique) – 475,0 MW

Gouvernance

Administrateurs

GILLES LEFRANÇOIS, CA
Longueuil (Québec) Canada
Président exécutif du conseil d'administration

MICHEL LETELLIER, MBA
Candiac (Québec) Canada
Président et chef de la direction et administrateur

WILLIAM A. LAMBERT, MBA
Toronto (Ontario) Canada
Administrateur [1) 3)]

CYRILLE VITTECOQ, CFA
Montréal (Québec) Canada
Administrateur [1) 4)]

RAYMOND LAURIN, CA
Lévis (Québec) Canada
Administrateur [1) 2)]

PIERRE BRODEUR
Saint-Bruno (Québec) Canada
Administrateur [1) 2) 5)]

SUSAN M. SMITH, MBA
Toronto (Ontario) Canada
Administratrice [1) 3)]

1) « Indépendant » au sens du Règlement 52-110 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières.

2) Membre du comité de vérification.

3) Membre du comité de rémunération, de la régie d'entreprise et des candidatures.

4) Président du comité de vérification.

5) Président du comité de rémunération, de la régie d'entreprise et des candidatures.

Gestionnaires

GILLES LEFRANÇOIS, CA
Longueuil (Québec) Canada
Président exécutif du conseil d'administration

MICHEL LETELLIER, MBA
Candiac (Québec) Canada
Président et Chef de la direction et administrateur

JEAN PERRON, CA, CMA
Saint-Hubert (Québec) Canada
Vice-président et Chef de la direction financière

MICHÈLE BEAUCHAMP, LL.B., LL.M.
Lachine (Québec) Canada
Vice-présidente – Affaires juridiques et secrétaire corporatif

RICHARD BLANCHET, Ing., M.Sc.
North Vancouver (Colombie-Britannique) Canada
Vice-président Région de l'Ouest – Énergie hydroélectrique

NORMAND BOUCHARD, Ing.
Ile Bizard (Québec) Canada
Vice-président – Énergie éolienne

RENAUD DE BATZ, géologue, M.Sc., MBA
Beaconsfield (Québec) Canada
Vice-président Région de l'Est – Énergie hydroélectrique

GUY DUFORT
Saint-Romuald (Québec) Canada
Vice-président – Affaires publiques

PETER GROVER, Ing.
Saint-Bruno (Québec) Canada
Vice-président – Gestion de projets

FRANÇOIS HÉBERT
Saint-Alphonse-de-Granby (Québec) Canada
Vice-président – Exploitation et entretien

JEAN TRUDEL, MBA
Montréal (Québec) Canada
Vice-président – Finances et relations avec les investisseurs

Rapport de gestion

Rapport de gestion

Ce rapport de gestion a été préparé le 27 mars 2008.

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 financier de douze mois se terminant le 31 décembre 2007. Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés vérifiés, ainsi qu'avec les notes afférentes aux états financiers consolidés pour l'exercice financier terminé le 31 décembre 2007. Les états financiers consolidés ont été préparés en vertu des principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »). 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. Compte tenu de ces arrondissements, la justesse de certaines sommations peut être affectée.

EFFICACITÉ DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

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 pour fournir une assurance raisonnable que l'information importante relative à la société, y compris ses filiales consolidées, est communiquée au président et chef de la direction et au vice-président et chef de la direction financière de la société par d'autres personnes au sein de ces entités, en particulier pendant la période où les documents annuels sont établis.

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 procédures de communication à l'égard de l'information financière de la société pour l'année terminée le 31 décembre 2007 et ils ont conclu que les procédés de contrôle de la société fournissent l'assurance raisonnable i) que l'information qu'elle doit présenter dans ses documents annuels, documents intermédiaires et autres rapports déposés ou transmis en vertu de la législation sur les valeurs mobilières applicable est enregistrée, traitée, synthétisée et présentée dans les délais prescrits et ii) que toute information d'importance concernant la société est rassemblée puis communiquée au président et chef de la direction et au vice-président et chef de la direction financière en temps opportun afin de fournir aux investisseurs une information complète et fiable.

CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

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 internes à l'égard de l'information financière 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.

Au cours de la plus récente période, il n'y a pas eu de changement de contrôles internes à l'égard de l'information financière de la société qui a eu, ou aurait pu avoir, une incidence importante sur les contrôles internes de la société.

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. 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. Ces énoncés prospectifs sont sujets aux risques, aux incertitudes et à d'autres facteurs importants, de sorte que le rendement réel de la société pourrait différer sensiblement du rendement prévisionnel exprimé ou présenté 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 sous la rubrique *Risques et incertitudes* de ce rapport de gestion, ainsi que dans la section *Facteurs de risque* de la notice annuelle de la société pour l'année terminée le 31 décembre 2007. 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.

VUE D'ENSEMBLE

Général

La société a été constituée sous le nom Innergex Management Inc. le 25 octobre 2002 en vertu des lois du Canada pour fournir des services de gestion et d'administration à Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds ») et à Innergex II Fonds de revenu (« Innergex II »), ainsi qu'à leurs filiales, en vertu de contrats à long terme. La société détenait également une participation de 15 % dans Innergex II. Le Fonds est une fiducie de revenu inscrite à la bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole IEF.UN qui détient dix centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens totalisant une puissance installée nette de 197 MW (puissance installée totale de 340 MW). Innergex II est une fiducie privée créée en 2001 dont les activités sont limitées à détenir, construire, développer, exploiter et/ou acquérir des éléments d'actifs ou des entreprises dont les activités sont concentrées dans la production d'énergie. Le 25 octobre 2007, la société a changé son nom pour Innergex énergie renouvelable inc. et le 6 décembre 2007, elle a complété son premier appel public à l'épargne (« PAPE »). De façon concomitante à la clôture de son PAPE, la société a fait l'acquisition de la participation d'Innergex II qu'elle ne détenait pas déjà.

Aujourd'hui, la société continue d'offrir des services de gestion et d'administration et est un promoteur et exploitant d'installations d'énergie renouvelable. Elle est l'une des sociétés 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 coûts de gestion, ainsi que d'une technologie simple et éprouvée. 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 au moyen de diverses entités, 11 centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 348 MW.

La société détient i) une centrale hydroélectrique de 8 MW en opération; ii) neuf projets de production d'électricité d'une puissance installée nette cumulée de 293 MW (puissance installée totale de 565 MW) pour lesquels des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») ont été conclus avec des services publics. Parmi ces projets, trois sont présentement en construction et les six autres projets devraient l'être au cours des cinq prochaines années. Les projets devraient être mis en service commercial entre 2008 et 2012; iii) plus de 1 600 MW de projets potentiels qui sont à différentes étapes de développement; et, iv) une participation directe de 16,1 % dans le Fonds.

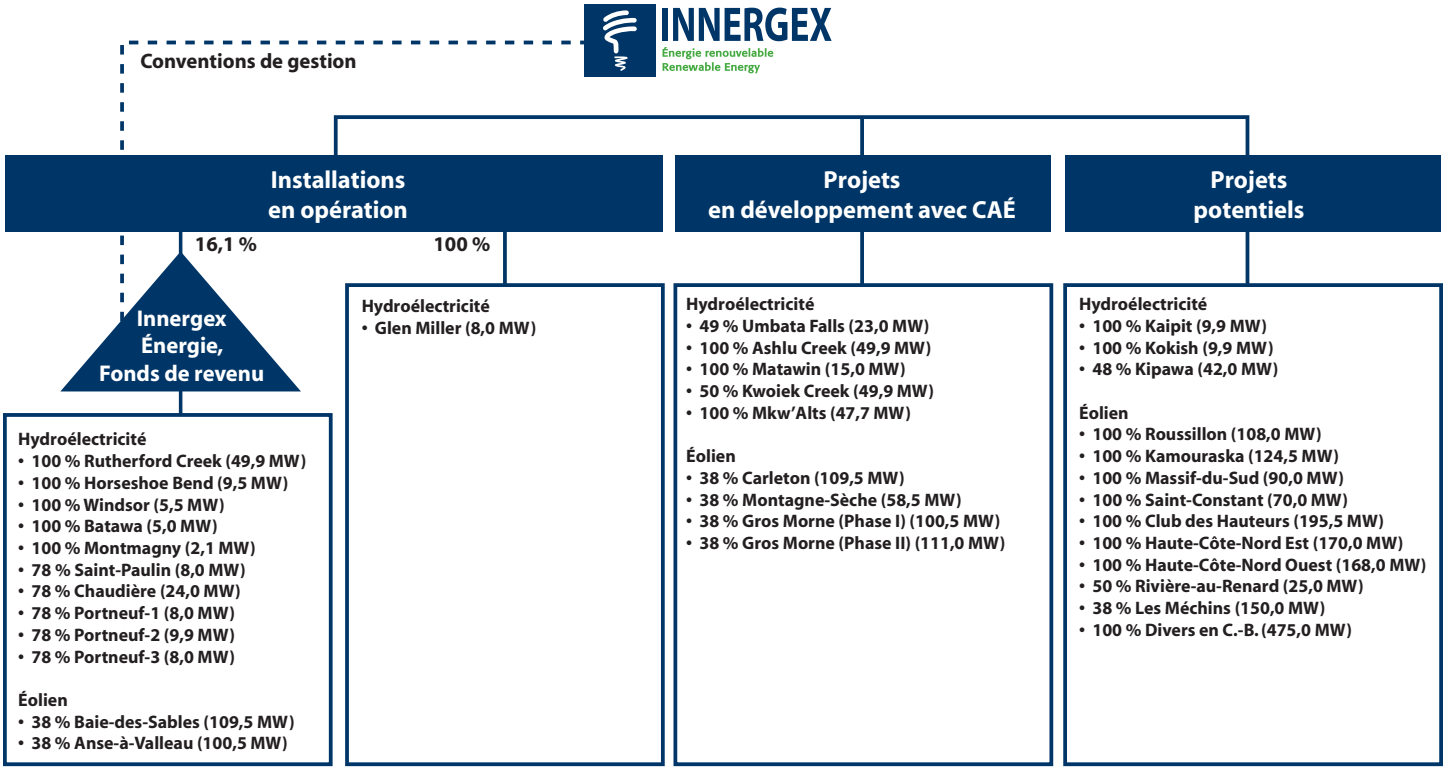
Les flux de trésorerie de la société proviennent de sources diversifiées. Premièrement, en tant que propriétaire d'une centrale hydroélectrique de 8 MW, la société reçoit des revenus de la vente de l'électricité produite par cette centrale. Deuxièmement, en tant que propriétaire d'une participation de 16,1 % du Fonds, la société reçoit des distributions en espèces de façon stable tous les mois. Troisièmement, en tant que gestionnaire du Fonds, la société reçoit des honoraires annuels de gestion et incitatifs. Finalement, en tant que promoteur d'installations d'énergie renouvelable, la société prévoit que ses revenus provenant de la production d'électricité seront en croissance au cours des prochaines années, compte tenu de la mise en service commercial prévue des projets en développement.

Rapport de gestion

Portefeuille de projets

Le portefeuille de la société se compose de participations dans trois groupes de projets de production d'énergie : i) des installations qui ont été mises en service commercial (les « installations en opération »); ii) des projets pour lesquels des CAÉ ont été conclus et qui sont en construction ou qui ont des dates prévues de mise en service commercial (les « projets en développement avec CAÉ »); et iii) des projets qui ont obtenu certains droits d'utilisation des terrains, 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 (les « projets potentiels »). Le portefeuille de projets de la société se compose de participations dans 13 installations en opération, neuf projets en développement avec CAÉ et des projets potentiels.

Le tableau suivant présente les participations directes et indirectes de la société dans les installations en opération, les projets en développement avec CAÉ et les projets potentiels.



	Installations en opération	Projets en développement avec CAÉ	Projets potentiels
Hydroélectricité			
Puissance brute :	137,9 MW	185,5 MW	61,8 MW
Puissance nette [1] :	26,9 MW	148,8 MW	40,0 MW
Éolien			
Puissance brute :	210,0 MW	379,5 MW	1 576,0 MW
Puissance nette [1] :	12,8 MW	144,3 MW	1 470,5 MW
Total			
Puissance brute :	347,9 MW	565,0 MW	1 637,8 MW
Puissance nette [1] :	39,7 MW	293,1 MW	1 510,5 MW

[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.

Installations en opération

La société détient une participation dans 13 installations en opération, soit la propriété de 100 % de la centrale Glen Miller et des intérêts dans 12 installations en opération grâce à sa participation directe de 16,1 % dans le Fonds.

1. *Centrale Glen Miller*

   La centrale Glen Miller est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 8 MW située sur la rivière Trent à Trenton, en Ontario, aménagée sur le site d'une usine à papier. La centrale détient une production annuelle estimée de 41 606 MWh. La construction de la centrale Glen Miller 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 produite par la centrale Glen Miller durant la période de 20 ans débutant le 19 décembre 2005. Le 1er 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 ») depuis le 1er janvier de l'année précédente. Le prix de l'électricité livrée à OPA était de 66,67 $/MWh en 2007. La société détient 100 % de ce projet.

2. *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 dans deux parcs éoliens d'une puissance installée totale de 340 MW (participation nette de 197 MW). Les parts du Fonds sont transigées à la bourse de Toronto sous le symbole IEF.UN. Les centrales et les parcs éoliens sont gérés par Innergex énergie renouvelable inc., le gestionnaire, par l'entremise de contrats à long terme avec le Fonds.

   Les installations de production d'électricité du Fonds vendent l'électricité produite en vertu de CAÉ à long terme conclus avec des services publics bénéficiant de cotes de solvabilité élevées. L'âge moyen pondéré des installations est d'environ 5 ans et la durée de vie restante des CAÉ pondérée en fonction de la puissance installée est de 16,7 ans, sans tenir compte des clauses de renouvellement. La société détient 4 724 409 parts, ou environ 16,1 % des parts du Fonds en circulation. La politique actuelle de distribution du Fonds est de verser annuellement 1,00 $ par part de fiducie aux porteurs de parts, à partir du 1er janvier 2008.

   De l'information supplémentaire sur le Fonds peut être retrouvée sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Projets en développement avec CAÉ

1. *Projet Umbata Falls*

   Le projet Umbata Falls est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau actuellement en construction d'une puissance installée prévue de 23 MW et d'une production annuelle estimée de 109 102 MWh. La centrale est située sur la rivière White, un affluent du lac Supérieur, à environ 30 kilomètres au sud-est de Marathon, en Ontario. La construction du projet Umbata Falls a commencé en juin 2006 et l'exploitation commerciale devrait débuter au troisième trimestre de 2008. Le projet Umbata Falls a conclu un CAÉ avec l'OPA à l'égard de la totalité de l'énergie qui sera produite par la centrale durant la période de 20 ans suivant le début de l'exploitation commerciale du projet. Le prix de l'électricité produite par le projet déterminé au moment de la signature du CAÉ était légèrement supérieur à 73,00 $/MWh. Le 1er 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. La société détient une participation de 49 % dans ce projet.

2. *Projet Carleton*

   Le projet Carleton est un parc éolien en construction dans la ville de Carleton-sur-Mer et dans le territoire non organisé de la municipalité régionale de comté de Bonaventure, au Québec. Le parc a une puissance installée prévue de 109,5 MW et une production annuelle estimée de 340 523 MWh. La construction du projet Carleton a débuté en octobre 2007 et l'exploitation commerciale devrait débuter au cours du dernier trimestre de 2008. Le projet Carleton a conclu un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 20 ans suivant le début de l'exploitation commerciale. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ, qui est basé sur le prix au 1er janvier 2004, soit 73,32 $ par MWh, et rajusté annuellement conformément à l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés. La société détient un intérêt de 38 % dans ce projet.

3. *Projet Ashlu Creek*

   Le projet Ashlu Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau actuellement en construction d'une puissance installée prévue de 49,9 MW et d'une production annuelle estimée de 265 000 MWh. La centrale est située sur la rivière Ashlu, un affluent de la rivière Squamish, à environ 35 kilomètres au nord-ouest de Squamish, en Colombie-Britannique. La construction du projet Ashlu Creek a débuté en août 2006 et l'exploitation commerciale devrait débuter en 2009. Le projet Ashlu Creek a conclu un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 30 ans suivant le début de l'exploitation commerciale de la centrale. Le prix de l'électricité est de 56,36 $/MWh et doit être rajusté d'un pourcentage égal à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents à compter du 1er janvier 2005 et au 1er janvier de chaque année par la suite pendant la durée du CAÉ. La société détient 100 % de ce projet.

4. Projet Matawin

Le projet Matawin est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée prévue de 15,0 MW et une production annuelle estimée de 62 529 MWh. La centrale est située sur la rivière Matawin, un affluent de la rivière Saint-Maurice, au Québec. La construction du projet Matawin devrait débuter au cours du deuxième trimestre de 2008 et l'exploitation commerciale devrait débuter en 2009. La société a été choisie dans le cadre d'un appel d'offres conjoint d'Hydro-Québec et du Ministère des Ressources naturelles en 2002. La société finalise avec Hydro-Québec le contrat CAÉ type en vertu de cet appel d'offres. La durée prévue du contrat est de 25 ans suivant la date de mise en service commercial. Le prix de l'électricité produite par le projet était de 39,40 $/MWh au moment où la société a présenté sa proposition. L'électricité produite sera indexée annuellement au taux de 0,6 %, suivant la date de mise en service commercial. La société détient 100 % de ce projet.

5. 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 prévue 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 cours du deuxième trimestre de 2008 et l'exploitation commerciale devrait débuter en 2010. Le projet Kwoiek Creek a conclu un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 40 ans suivant la date de mise en service commercial de la centrale. Le prix de l'électricité en vertu du CAÉ est de 81,68 $/MWh. Une portion de 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 1er janvier 2006 et au 1er janvier de chaque année par la suite pendant la durée du CAÉ. La société détient une participation de 50 % du projet Kwoiek Creek.

6. Projet Mkw'Alts

Le projet Mkw'Alts est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 47,7 MW et d'une production annuelle estimée de 156 000 MWh. La centrale est située sur la rivière Ure, un affluent du lac Lillooet, environ 11 km au sud du village de Mount Currie, en Colombie-Britannique. La construction du projet Mkw'Alts devrait débuter au cours du troisième trimestre de 2008 et l'exploitation commerciale devrait débuter en 2010. Le projet Mkw'Alts a conclu un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 20 ans suivant le début de l'exploitation commerciale. Le prix de l'électricité est rajusté d'un pourcentage équivalant à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents à compter du 1er janvier 2004 et au 1er janvier de chaque année par la suite pendant la durée du CAÉ. Au 1er janvier 2004, le prix total de l'électricité vendue en vertu du CAÉ est de 57,26 $/MWh. La société détient 100 % de ce projet.

7. 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 du projet Montagne-Sèche devrait commencer en 2011. Le projet Montagne-Sèche a conclu un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 20 ans suivant le début de l'exploitation commerciale. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ qui est basé sur le prix au 1er janvier 2004, soit un montant de 68,80 $ par 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.

8. 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 par année. L'exploitation commerciale du projet devrait débuter en 2011. Les deux phases du projet Gros Morne ont le même CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 21 ans après le commencement de l'exploitation commerciale du projet Gros Morne phase I. 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 1er janvier 2004 et est rajusté conformément à l'IPC et à certains autres facteurs prévus dans ce CAÉ. La société détient une participation de 38 % dans ce projet.

9. 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 totale prévue de 111,0 MW et d'une production annuelle prévue de 345 188 MWh par année. L'exploitation commerciale du projet devrait débuter en 2012. Les deux phases du projet Gros Morne ont le même CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, qui expire 21 ans après le commencement de l'exploitation commerciale du projet Gros Morne phase I. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec aux termes du CAÉ des projets Gros Morne a été établi à 65,58 $/MWh au 1er janvier 2004 et est rajusté conformément à l'IPC et à certains autres facteurs prévus dans ce CAÉ. La société détient une participation de 38 % dans ce projet.

Projets potentiels

Tous les projets potentiels, représentant une puissance installée totale de plus de 1 600 MW, sont aux premières étapes de leur développement. Certains de ces projets potentiels, notamment les projets éoliens Roussillon, Kamouraska et Massif-du-Sud totalisant 322,5 MW, ont été proposés à l'appel d'offres de 2 000 MW d'énergie éolienne au Québec. D'autres projets pourront être proposés lors d'éventuels appels d'offres ou seront disponibles pour des appels d'offres futurs qui seront annoncés. Il n'y a pas de certitude que les projets potentiels seront réalisés.

La notice annuelle de la société pour l'année terminée le 31 décembre 2007 disponible sur www.sedar.com présente de l'information complémentaire aux projets potentiels.

Stratégie corporative

La stratégie de la société afin de créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à développer ou acquérir des installations de haute qualité de production d'énergie qui génèrent des flux de trésorerie durables et croissants, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi. En tant que producteur 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 appel d'offres. 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 % des projets de Cartier), la bande amérindienne de Kanaka Bar (propriétaire de 50 % du projet Kwoiek Creek) et les Ojibways de la Première nation de Pic River (propriétaires de 51 % du projet Umbata Falls). La puissance prévue pondérée en fonction de la propriété de la société représente 293 MW des 565 MW de puissance de projets en développement avec CAÉ et 1 511 MW sur une puissance de plus de 1 600 MW de ses projets potentiels.

Secteurs de croissance

La société a tout lieu de croire que des appels d'offres 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 présenté des offres dans le cadre d'appels d'offres formulés par ces trois provinces où elle connaît habituellement un niveau élevé de succès. La société a soumis des offres visant 322,5 MW dans le cadre de l'appel d'offres de 2 000 MW du Québec, dont les résultats devraient être connus au printemps 2008. La société prévoit également soumettre des offres dans le cadre de l'appel d'offres relatif aux projets éoliens municipaux du Québec, annoncé récemment.

En Colombie-Britannique, la société prévoit présenter le projet Kaipit de 9,9 MW et le projet Kokish de 9,9 MW dans le cadre du programme d'offre standard de BC Hydro pour les projets d'énergie propre représentant une puissance installée de moins de 10 MW. La société prévoit également participer à l'appel d'offres de BC Hydro relatif à l'énergie propre qui devrait être émis à l'automne 2008 et à l'hiver 2009 et qui visera une cible d'environ 5 000 GWh, soit 1 250 MW (en supposant que le d'un taux de puissance moyen est de 45 % pour diverses sources d'énergie propre).

La société prévoit répondre plus activement aux appels d'offres en Ontario, où l'équipe de direction de la société a mis en service commercial deux centrales et en construit actuellement une troisième.

La société concentre également ses activités dans le développement de projets éoliens aux États-Unis. Les États-Unis constituent présentement le troisième producteur d'énergie éolienne en importance dans le monde, soit 15,6 % de la puissance mondiale avec 11 575 MW de puissance installée. Cette industrie croît rapidement et de nouvelles installations ont fait augmenter la capacité de production d'énergie éolienne du pays de 45 % en 2007. L'équipe de direction de la société est d'avis que les États-Unis constituent un marché très attrayant et continuera à évaluer les possibilités dans ce marché.

Diversification

La société peut également connaître une expansion au moyen de l'acquisition de projets potentiels qui sont à différentes étapes de développement ou des éléments d'actif adéquats qui sont déjà en opération commerciale. En tant que société publique, la société sera en mesure d'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 développaient pour la société. Des projets futurs peuvent être situés dans une région où des occasions rentables existent, même si 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 dans la vente d'électricité au moyen d'un CAÉ à long terme, elle peut également considérer entrer dans le marché de l'électricité à titre de grossiste si elle repère des occasions rentables.

Facteurs clés de croissance

Les facteurs clés qui auront une incidence sur la croissance future de la société sont les suivants : i) la demande de la population et des gouvernements pour une énergie renouvelable; ii) la capacité de la société d'évaluer et d'obtenir les meilleurs sites potentiels dans le but de développer de nouveaux projets en collaboration avec les communautés locales; iii) la capacité de la société de conclure des CAÉ intéressants et d'obtenir les permis environnementaux et autres permis requis; et iv) la capacité de la société de prévoir convenablement le total des coûts de construction, les revenus anticipés et les charges prévues pour chacun de ses projets. Avec la menace du réchauffement climatique ainsi que la reconnaissance et le soutien grandissants des gouvernements à l'égard du besoin de protéger l'environnement, la société est d'avis que le futur de l'industrie de l'énergie renouvelable est prometteur.

Capacité de livrer les résultats

Évoluant dans un secteur compétitif, le meilleur atout de la société est l'expérience et l'engagement de son équipe de direction. L'équipe de direction de la société a une feuille de route éprouvée quant à la réalisation de ses projets avant la date de mise en service commercial prévue par le CAÉ et en n'engageant pas de dépassement important des coûts grâce à une gestion rigoureuse du processus de construction. La société compte environ 59 employés (y compris 14 employés du Fonds que la société supervise aux termes de conventions de gestion). Ce personnel comprend 18 employés affectés à l'opération et à l'entretien, 11 employés au développement et à la construction et 21 employés aux finances et affaires juridiques. Les employés de la société possèdent les connaissances et compétences spécialisées nécessaires pour mener à bonne fin les activités de la société. La société peut compter sur un réseau de partenaires au niveau technique, financier et légal et a démontré son habileté à complémenter ses capacités internes grâce à l'utilisation efficiente de consultants externes, lorsque requis. De plus, la société utilise les 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 d'électricité joueront un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement des besoins en électricité à l'avenir. Ces dernières années, les autorités gouvernementales et autres responsables de l'action gouvernementale ont reconnu de plus en plus les avantages liés à l'électricité produite par des producteurs indépendants d'électricité.

Le recours de plus en plus fréquent aux producteurs indépendants d'énergie pour l'approvisionnement en énergie renouvelable en Amérique du Nord est poussé par diverses initiatives, notamment i) l'augmentation des mesures incitatives commanditées par les gouvernements, ii) la disponibilité des contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties hautement solvables, permettant 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 d'électricité, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité; et 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, certains marchés provinciaux concurrentiels, l'augmentation des prix du combustible fossile, 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'énergies renouvelables 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.

Les ressources hydrologiques du Canada sont abondantes et uniques dans le monde. Malgré la concurrence pour les sites appropriés et les défis que représente le transport 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 pendant quelques années d'être une importante source d'énergie abordable. Traditionnellement, les corridors de transport au Canada ont relié les principales installations aux principaux centres d'où provient la demande, ce qui signifie que les investissements stratégiques dans de nouveaux corridors de transport joueront un rôle important dans la mise en œuvre de grands 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, une puissance d'énergie éolienne d'environ 1 600 MW a été installée jusqu'à maintenant. La puissance installée d'énergie éolienne au Canada a augmenté de manière importante au cours de chacune des trois dernières années, principalement en raison des normes provinciales en matière d'offre d'énergie renouvelable, des délais relativement courts de construction, des bonnes sources d'énergie éolienne, y compris des vastes côtes et des vents forts dans diverses régions rurales, et de 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, l'Association canadienne de l'énergie éolienne a proposé comme objectif la construction d'installations d'une puissance de production d'énergie éolienne de 7 000 MW d'ici 2013.

Selon Ressources naturelles Canada, la puissance de production totale au Canada connaîtra une croissance de 113 000 MW en 2005 à 131 000 MW d'ici 2020. Une partie importante de cette puissance additionnelle de 18 000 MW, en plus de la puissance nécessaire pour remplacer la puissance des installations de production d'énergie non renouvelable devant être mises hors service au cours de cette période, devrait provenir des sources d'énergie renouvelable.

En réponse à la tendance à long terme en faveur de politiques plus sévères pour protéger l'environnement, divers gouvernements provinciaux ont instauré des normes en matière d'offre d'énergie renouvelable qui sont généralement appliquées et mises en œuvre en tant que but ou cible plutôt qu'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 dans la diversification 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 normes ont été élaborées par les autorités provinciales ou leurs entreprises de services publics pour s'approvisionner en ressources renouvelables et, dans certains cas, offrir des CAÉ au moyen d'un processus d'appels d'offres concurrentiel. Le processus d'appels d'offres concurrentiel vise à assurer que les normes sont atteintes au coût le plus faible possible et selon la plus haute probabilité de réalisation du projet. Les programmes d'offre standard 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 relativement petit mais à long terme.

Plusieurs provinces ont récemment publié, ou préparent actuellement, de nouveaux appels d'offres d'importance ou des programmes d'offre standard en vue d'obtenir une puissance installée additionnelle de production d'électricité provenant de sources renouvelables. Grâce aux 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 l'énergie propre ou renouvelable dans les sources d'approvisionnements s'établissent ainsi : la Colombie-Britannique exige que l'énergie renouvelable ou propre continue de compter pour au moins 90 % de la production totale; la Saskatchewan exige 50 % d'ici 2025, la Nouvelle-Écosse exige 20 % d'ici 2013; l'Île-du-Prince-Édouard exige 30 % d'ici 2016; l'Ontario exige 10 % devant être accordé sous contrat d'ici 2010; et le Québec cherche à obtenir une puissance de production éolienne installée de 4 000 MW d'ici 2015.

Performance globale

Premier appel public à l'épargne ("PAPE")

Les actions d'Innergex énergie renouvelable inc., portant le symbole INE, ont été transigées pour la première fois à la bourse de Toronto (« TSX ») le 6 décembre 2007. Publié le 28 novembre 2007, le prospectus de la société permettait l'émission de 10 455 000 actions ordinaires pour un produit brut total de 115,0 M$. Cette émission et l'émission de 5 760 379 actions ordinaires supplémentaires aux actionnaires antérieurs (les « investisseurs institutionnels ») d'Innergex II ont généré des produits permettant d'acquérir Innergex II et tous ses éléments d'actif et ses projets en développement, ainsi que de rembourser la dette encourue par Innergex II envers les investisseurs institutionnels. De façon concomitante à la clôture de l'émission, les investisseurs institutionnels d'Innergex II ont utilisé une portion du produit du remboursement de la dette et ont investi dans la société en souscrivant à 5 342 620 actions ordinaires additionnelles. Ces 11 102 999 actions ordinaires ont été émises par voie de placement privé. L'exercice d'une portion de l'option d'attribution excédentaire allouée aux preneurs fermes a permis aux investisseurs institutionnels de vendre un nombre additionnel de 470 000 actions ordinaires au public. Les actions ordinaires vendues en vertu de l'exercice d'attribution excédentaire étaient également prévues au prospectus.

Après la concrétisation de l'émission, le ré-investissement et l'option d'attribution excédentaire concommitants, un total de 23 500 000 actions ordinaires est en circulation, dont une portion de 45,2 % est détenue par les investisseurs institutionnels et une portion de 8,3 % est détenue par la direction.

Immédiatement avant la clôture de l'émission, Innergex II a vendu ses intérêts dans deux parcs éoliens au Fonds. Le Fonds a compensé le prix d'acquisition en émettant 4 724 409 parts de fiducie à Innergex II et en prenant en charge les dettes reliées aux parcs éoliens. Suite à cette transaction et à l'acquisition d'Innergex II par la société, la société détient maintenant 16,1 % des parts du Fonds en circulation. Le Fonds détient des participations dans dix centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens qui possèdent une puissance installée totale de 340 MW.

Par conséquent, les résultats financiers de la société pour l'année terminée le 31 décembre 2007 incluent les transactions mentionnées précédemment et consolident les résultats d'Innergex II pour les 26 derniers jours de l'année. Ces états financiers sont comparés aux états financiers de la société pour la période correspondante en 2006. Il est important de noter que la société agissait uniquement en tant que gestionnaire du Fonds et d'Innergex II, et détenait une participation de 15 % dans Innergex II avant le PAPE. La société ne détenait aucune installation de production d'électricité, de projets en développement ou de parts du Fonds avant le 6 décembre 2007.

Installations en opération

La centrale hydroélectrique Glen Miller a été acquise le 6 décembre 2007 en tant qu'élément d'actif d'Innergex II. Ainsi, le niveau de production de la centrale est comptabilisé pour une période de 26 jours seulement. Durant cette période, la centrale hydroélectrique Glen Miller a produit 2 530 MWh, ou 37 % moins que la moyenne à long terme proratée de 4 029 MWh. Les conditions hydrologiques de la rivière Trent ont été plus faibles que la normale et ont eu un impact sur la production d'électricité.

Depuis le 6 décembre 2007, la société détient 4 724 409 parts, ou 16,1 % du Fonds, qui détient des intérêts dans dix centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens en opération. Pour l'année 2007, la production électrique du Fonds a totalisé 608 509 MWh (incluant 18 257 MWh produits par les parcs éoliens récemment acquis), comparativement à 641 525 MWh pour l'année 2006. Les conditions hydrologiques en 2006 avaient généré une production plus élevée de 5 % que la moyenne à long terme, alors que la production en 2007 avait été plus faible de 3 %. Les produits d'exploitation bruts ont totalisé 40,4 M$, soit 2 % plus bas que les résultats en 2006 qui totalisaient 41,2 M$. Cette baisse est attribuable aux conditions hydrologiques plus faibles et par l'arrêt de production aux centrales Portneuf au début de l'été et durant l'automne en raison de travaux d'entretien réalisés par Hydro-Québec TransÉnergie à son poste électrique *Les Basques* et par le Ministère des Transports du Québec pour le déplacement de la ligne de transport nécessaire à la reconfiguration de la route. De l'information supplémentaire peut être retrouvée sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Cette information n'est pas intégrée au présent document par renvoi.

La société avait droit de recevoir sa part de la distribution mensuelle du Fonds pour le mois de décembre. L'état des résultats de la société inclut la part de 16,1 % du bénéfice net du Fonds depuis le 6 décembre 2007, ajustée pour les fins de sa propre ré-évaluation comptable des éléments d'actifs acquis.

Projets en développement avec CAÉ

Le 6 décembre 2007, la société a acquis des intérêts dans trois projets en construction, faisant partie intégrante de l'acquisition d'Innergex II. Ces projets sont: i) le projet hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW, situé en Ontario; ii) le parc éolien de Carleton de 109,5 MW situé au Québec; et iii) le projet hydroélectrique Ashlu Creek de 49,9 MW, situé en Colombie-Britannique. Durant les 26 derniers jours de 2007, la construction de ces projets a évolué tel que prévu. Le tableau suivant présente un aperçu de l'état d'avancement des projets en construction détenus par la société.

Projets en développement avec CAÉ (en construction)

Nom du projet	Localisation	Puissance installée (MW)	Production moyenne à long terme estimée (MWh)	Coûts totaux de construction estimés	Coûts totaux de construction au 31 déc. 2007	Date de mise en service commercial prévue
Umbata Falls [1]	Ontario	23,0	109 102	60,0 M$	39,6 M$	Troisième trimestre 2008
Carleton [2]	Québec	109,5	340 523	181,2 M$	24,5 M$	Quatrième trimestre 2008
Ashlu Creek	Colombie-Britannique	49,9	265 000	132,0 M$	65,1 M$	2009

[1] La société détient 49 % de ce projet

[2] La société détient 38 % de ce projet

Le tableau suivant présente un aperçu de l'état d'avancement des autres projets en développement avec CAÉ qui ne sont pas encore en construction. Plus précisément, les études environnementales pour les projets Montagne-Sèche et Gros Morne sont en voie d'être réalisées conformément aux prévisions. Il est prévu que ces deux projets seront sous étude par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement l'automne prochain.

Projets en développement avec CAÉ (en phase de préconstruction)

Nom du projet	Localisation	Puissance installée (MW)	Coûts totaux de construction estimés	Date de mise en service commercial prévue
Hydroélectricité				
Matawin	Québec	15,0	24,6 M$	2009
Mkw'Alts	Colombie-Britannique	47,7	87,3 M$	2010
Kwoiek Creek [1]	Colombie-Britannique	49,9	152,1 M$	2010
Éolien				
Montagne-Sèche [2]	Québec	58,5	103,0 M$	2011
Gros Morne I [2]	Québec	100,5	348,5 M$	2011
Gros Morne II [2]	Québec	111,0		2012

[1] La société détient 50 % de ce projet

[2] La société détient 38 % de ce projet

Projets potentiels

Faisant partie de l'acquisition d'Innergex II, les projets hydroélectriques et éoliens potentiels acquis par la société représentent une puissance installée totale potentielle de plus de 1 600 MW.

Projets potentiels

Nom du projet	Source	Province	Participation	Puissance installée brute (MW)	Appel d'offres ("AO")
Kaipit	Hydro	Colombie-Britannique	100,0%	9,9	Programme d'offre standard BC Hydro
Kokish	Hydro	Colombie-Britannique	100,0%	9,9	Programme d'offre standard BC Hydro
Kipawa	Hydro	Québec	48,0%	42,0	AO éventuel Hydro-Québec
Sous-total hydroélectricité				**62,0**	
Roussillon	Éolien	Québec	100,0%	108,0	2000 MW Hydro-Québec
Kamouraska	Éolien	Québec	100,0%	124,5	2000 MW Hydro-Québec
Massif-du-Sud	Éolien	Québec	100,0%	90,0	2000 MW Hydro-Québec
Saint-Constant	Éolien	Québec	100,0%	70,0	AO éventuel Hydro-Québec
Club des Hauteurs	Éolien	Québec	100,0%	195,5	AO éventuel Hydro-Québec
Haute-Côte-Nord Est	Éolien	Québec	100,0%	170,0	AO éventuel Hydro-Québec
Haute-Côte-Nord Ouest	Éolien	Québec	100,0%	168,0	AO éventuel Hydro-Québec
Rivière-au-Renard	Éolien	Québec	50,0%	25,0	AO éventuel Hydro-Québec
Les Méchins	Éolien	Québec	38,0%	150,0	Note 1
Projets variés	Éolien	Colombie-Britannique	100,0%	Possibilité de 475 MW sur un total de 1 200 MW	AO pour énergie propre ou AO éventuel BC Hydro
Sous-total éolien				**1 576**	
Total				**1 638**	

Note 1: Les Méchins a obtenu un CAÉ dans le cadre de l'appel d'offres éolien pour 1 000 MW d'Hydro-Québec en 2004. De l'information supplémentaire sur le projet Les Méchins peut être trouvée dans la notice annuelle de la société pour l'année terminée le 31 décembre 2007 ainsi que sous la rubrique *Risques et incertitudes* de ce rapport de gestion.

Les projets Roussillon, Kamouraska et Massif-du-Sud ont été proposés dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec pour 2 000 MW d'énergie éolienne, qui s'est conclu le 18 septembre 2007. La société prévoit qu'Hydro-Québec annoncera le nom des gagnants au printemps 2008.

La société prévoit proposer les projets hydroélectriques Kokish et Kaipit dans le cadre du programme d'offre standard pour les petites installations de production d'électricité de source renouvelable d'une puissance installée de 10 MW et moins, actuellement élaboré par BC Hydro. Le prix régional sur l'île de Vancouver, proposé en vertu de ce programme en 2007, est de 82,05 $/MWh. La BC Utilities Commission analyse présentement le programme d'offre standard. La société prévoit que le programme d'offre standard sera en vigueur à l'automne 2008.

La société évalue présentement la possibilité de proposer certains de ses projets éoliens en Colombie-Britannique dans le cadre du prochain appel d'offres d'énergie propre de BC Hydro, ou à d'éventuels appels d'offres.

INFORMATION ANNUELLE CHOISIE

	31 décembre 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Produits	8 048 842 $	6 236 995 $	4 733 663 $
Charges	6 364 050 $	5 795 428 $	4 603 359 $
Bénéfice net et résultat étendu	5 546 376 $	178 763 $	1 876 296 $
Par action (de base)	1,64 $	0,13 $	51,66 $
Par action (dilué)	1,64 $	0,13 $	51,66 $
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation [1]	3 383 477	1 359 473	36 318
Total de l'actif	343 259 507 $	3 757 301 $	3 322 173 $
Dette à long terme :			
Reliée aux installations en opération	17 000 000 $	– $	– $
Reliée aux projets en construction	64 135 000 $	– $	– $
Autre	– $	600 000 $	250 000 $
Dividendes déclarés par action ordinaire	3,10 $	– $	– $
Capitaux propres	230 531 478 $	1 809 681 $	1 630 918 $

[1] Au 31 décembre 2007, la société avait un total de 23 500 000 actions ordinaires en circulation. Ainsi, les résultats par part en 2008 devraient varier considérablement comparativement aux résultats de 2007.

La croissance des produits en 2005 et 2006 provient principalement de l'augmentation des honoraires de gestion reçus par Innergex II compte tenu d'un plus grand nombre de projets devant être gérés ou mis en œuvre. Les honoraires de gestion et d'incitatifs versés par le Fonds ont également augmenté en raison d'acquisitions complétées avec succès au cours des années et des ajustements annuels à l'IPC. Pour l'année 2007, la croissance des produits est attribuable à la comptabilisation de la part de la société dans le bénéfice net du Fonds en tant que produits.

Le nombre d'employés de la société a plus que doublé de 2004 à 2007, entraînant la hausse des frais de bureau. Durant cette période, des locaux commerciaux ont été ajoutés pour Cartier énergie éolienne et le développement de ses projets liés à l'énergie éolienne. La société a également ouvert un bureau régional à Vancouver afin de superviser les projets en cours de développement et les activités en Colombie-Britannique.

La clôture du PAPE, concomitante à l'acquisition d'Innergex II le 6 décembre 2007 telle que décrite précédemment, explique la croissance importante du total de l'actif, de la dette à long terme et des capitaux propres. La croissance du nombre moyen pondéré d'actions en circulation au fil des années explique la variation du bénéfice net et du résultat étendu par action en 2005, 2006 et 2007.

La société a déclaré un dividende de 3,10 $ sur ses 1 942 000 actions ordinaires avant le PAPE pour un montant total de 6,0 M$. En tant qu'entreprise de développement, la société ne prévoit pas déclarer de dividendes dans un avenir rapproché.

Rapport de gestion

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation de la société pour l'année 2007 couvrent la période débutant le 1er janvier 2007 jusqu'au 31 décembre 2007, et sont comparés aux résultats de la période correspondante en 2006. Il est important de rappeler que pour la majeure partie de l'année 2007 (339 jours) et durant l'année 2006, la société fournissait seulement des services de gestion et d'administration à Innergex Énergie, Fonds de revenu et à Innergex II Fonds de revenu, et détenait une participation de 15 % dans Innergex II. La société ne détenait pas d'installation de production d'électricité, de projets en développement ou de parts du Fonds avant le 6 décembre 2007.

Produits

Pour la période de douze mois d'exploitation en 2007, la société a réalisé des produits de 8,0 M$, comparativement à des produits de 6,2 M$ en 2006. Cette croissance est attribuable principalement à l'enregistrement de la portion du bénéfice net du Fonds détenue par la société en tant que produits, totalisant 1,8 M$ (nil en 2006). En tant que gestionnaire et propriétaire de 16,1 % des parts du Fonds en circulation, la société est considérée comme ayant une influence notable sur le Fonds. Ainsi, la société comptabilise sa part du bénéfice net du Fonds en tant que produits. Le bénéfice net du Fonds pour la période de 26 jours terminée le 31 décembre 2007 comprenait un recouvrement d'impôts futurs non récurrent de 6,7 M$ qui a influencé positivement le bénéfice net du Fonds ainsi que la quote-part de la société du bénéfice net du Fonds. Ce montant devrait être plus bas dans les années à venir et ne devrait pas être extrapolé sur une année complète. Durant l'année, la société a reçu 6,1 M$ d'honoraires de gestion pour la gestion du Fonds et d'Innergex II, une diminution de 0,1 M$ comparativement à 6,2 M$ inscrits en 2006. Les produits de la société pour l'année 2007 incluent également 0,2 M$ provenant de la vente d'électricité produite par la centrale hydroélectrique Glen Miller durant les 26 derniers jours de l'année.

Charges

Les charges sont constituées principalement des frais généraux et d'administration. Les charges pour l'année 2007 totalisent 6,4 M$ comparativement à 5,8 M$ en 2006. Cette augmentation des charges est principalement attribuable à un nombre plus important de projets devant être gérés ou développés qui ont nécessité l'embauche de personnel supplémentaire, et à l'augmentation annuelle des salaires et des bénéfices. Pour les 26 derniers jours de l'année, la société a également enregistré 0,1 M$ en frais d'exploitation reliés aux opérations de la centrale hydroélectrique Glen Miller. Les frais d'exploitation sont constitués principalement des 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.

Amortissement

L'amortissement pour l'année 2007 a totalisé 0,3 M$ comparativement à 0,2 M$ en 2006. Cette différence est attribuable principalement à la centrale hydroélectrique Glen Miller.

Intérêts

Au cours de l'année 2007, la société a encouru des dépenses d'intérêts de 0,4 M$ sur sa dette à long terme (nil en 2006). De ce montant, 0,3 M$ représente des frais d'intérêts encourus pour financer la construction de projets, qui sont capitalisés à titre de frais de développement liés aux projets. Un montant de 0,1 M$ en dépenses d'intérêts a été inscrit à l'état des résultats pour l'année (0,02 M$ en 2006), principalement en raison de l'endettement lié à la centrale hydroélectrique Glen Miller.

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 reliée aux projets en construction.

Au cours de l'année 2007, la société a enregistré un gain non réalisé sur instruments financiers dérivés de 0,6 M$ (nil en 2006).

Produits inhabituels

Les produits inhabituels proviennent de la distribution reçue d'Innergex II d'un montant de 4,3 M$ qui est reliée aux gains en capital réalisés suite à la vente des projets Rutherford Creek, Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau au Fonds, ayant eu lieu avant ou de façon concomitante au PAPE. Cette distribution a été qualifiée comme étant inhabituelle et non récurrente.

Provision pour impôts

La provision pour impôts exigibles était de 0,3 M$ en 2007, en croissance comparativement à 0,1 M$ en 2006. Les impôts exigibles proviennent principalement de la distribution reçue d'Innergex II avant le PAPE.

La provision pour impôts futurs a représenté une dépense de 0,3 M$ en 2007 (0 $ en 2006) et provient d'une croissance importante des bénéfices.

Bénéfice net et résultat étendu

Pour la période, la société a enregistré un bénéfice net et un résultat étendu de 5,5 M$ (1,64 $ par action de base et dilué). Pour la période correspondante en 2006, le bénéfice net et le résultat étendu totalisaient 0,2 M$ (0,13 $ par action de base et dilué). Cette différence est principalement attribuable à la réception d'une distribution de 4,3 M$ d'Innergex II reliée à des gains en capital non-récurrents obtenus suite à la vente de projets de façon concomitante ou avant le PAPE et à une quote-part exceptionnellement élevée du bénéfice net du Fonds d'un montant de 1,8 M$.

Sans tenir compte de ces deux éléments, la société aurait enregistré une perte de 0,6 M$ (0,18 $ par action de base et diluée).

Le 4 décembre 2007, la société a amendé son capital autorisé pour un nombre illimité d'actions ordinaires et d'actions privilégiées pouvant être émises et pour annuler les actions de catégorie B qui existaient à ce moment.

Le 4 décembre 2007, la société a émis 1 942 001 actions ordinaires suite à la conversion de 8 081 actions de catégorie B, et le 6 décembre 2007, la société a émis 10 455 000 actions ordinaires en vertu de son PAPE. De façon concomitante à son PAPE, la société a émis 11 102 999 actions ordinaires par voie de placement privé.

Le 6 décembre 2007, la société a attribué 1 410 000 options donnant droit aux détenteurs d'acquérir un total de 1 410 000 actions ordinaires au prix de 11,00 $ par action. Les options sont effectives pour une période de 10 ans et 25 % peuvent être exercées à chaque anniversaire de la date d'attribution.

Conséquemment, les résultats par action de base sont calculés sur un nombre moyen pondéré de 3 383 477 actions en circulation pour l'année terminée le 31 décembre 2007, comparativement à un nombre moyen pondéré de 1 359 473 actions en circulation pour l'année terminée le 31 décembre 2006, en considérant que les 8 081 actions de catégorie B ont été converties en 1 942 001 actions ordinaires.

Pour l'année terminée le 31 décembre 2007, les résultats dilués par action sont basés sur un nombre moyen pondéré de 3 384 096 actions en circulation, comparativement à un nombre moyen pondéré de 1 359 473 actions en circulation pour l'année terminée le 31 décembre 2006, considérant que les 8 081 actions de catégorie B ont été converties en 1 942 001 actions ordinaires.

Au 31 décembre 2007, la société avait un total de 23 500 000 actions ordinaires en circulation comparativement à 5 657 actions de catégorie B, soit 1 359 473 actions ordinaires après conversion, en circulation au 31 décembre 2006. Ainsi, les résultats par part en 2008 devraient varier considérablement comparativement aux résultats de 2007.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour l'année terminée le 31 décembre 2007, la société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 6,3 M$, comparativement à des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 0,2 M$ en 2006. Cette croissance est attribuable principalement à l'augmentation du bénéfice net comparativement à 2006, et en raison d'une variation positive des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation de 2,3 M$ en 2007, provenant des comptes débiteurs reçus.

Pour la période de douze mois terminée le 31 décembre 2006, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation a été négative de 0,1 M$, provenant principalement d'une diminution de l'impôt payable.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour l'année terminée le 31 décembre 2007, les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont totalisé 95,7 M$ comparativement à 0,4 M$ en 2006. Ce montant inclut le produit de l'émission de capital-actions de 237,1 M$, contrebalancé par 12,0 M$ de frais d'émission et 124,1 M$ de remboursement de dette à long terme. L'émission d'actions et les frais d'émission sont reliés au PAPE et le remboursement de la dette est relié au remboursement ou rachat des billets à ordre dus par Innergex II envers les investisseurs institutionnels.

La société a également versé un dividende de 6,0 M$ à ses actionnaires avant le PAPE. En tant qu'entreprise de développement, la société ne prévoit pas déclarer de dividendes dans un avenir rapproché.

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement au cours de l'année 2006 ont totalisé 0,4 M$, provenant de l'émission de la dette à long terme.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour l'année 2007, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la société ont totalisé 67,8 M$. L'acquisition d'Innergex II a représenté une sortie de fonds nette de 64,1 M$, alors que les acquisitions d'immobilisations corporelles ont utilisé 5,0 M$ d'encaisse et 0,6 M$ a été utilisé en raison de l'ajout de frais de développement liés aux projets. Ces montants ont été partiellement contrebalancés par une diminution de 2,1 M$ des distributions reçues d'Innergex II.

Pour l'année 2006, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la société ont totalisé 0,4 M$, provenant principalement d'acquisitions d'immobilisations corporelles de 0,4 M$.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Durant l'année 2007, la société a généré 34,2 M$ de trésorerie et équivalents de trésorerie. Au 31 décembre 2007, la société détenait 34,7 M$ de trésorerie et équivalents de trésorerie. En 2006, la société a généré 0,2 M$ de trésorerie et équivalents de trésorerie. Au 31 décembre 2006, la société détenait 0,5 M$ de trésorerie et équivalents de trésorerie.

Emploi tiré de tout financement

Le 6 décembre 2007, la société a émis 115,0 M$ d'actions par voie d'appel public à l'épargne et 122,1 M$ d'actions par voie de placement privé. Les coûts reliés à ces deux émissions représentent 12,0 M$ pour un produit net total de 225,1 M$. Ce montant a été utilisé pour faire l'acquisition de la participation d'Innergex II qui n'était pas encore détenue par la société, pour un total de 63,4 M$, pour rembourser ou acheter les billets à ordre dus par Innergex II aux investisseurs institutionnels pour un montant de 123,9 M$, et verser un dividende de 3,8 M$ aux actionnaires. Le montant en surplus de 34,1 M$ sera utilisé pour financer la portion en capital nécessaire pour réaliser les projets en développement avec CAÉ, ainsi que pour le fonds de roulement et pour des fins corporatives générales.

Au cours de l'année 2006, la société a obtenu 0,4 M$ de financement par l'émission d'une note payable à Innergex II, et a utilisé le produit pour des fins corporatives générales.

Emploi tiré de tout financement	Pour l'année terminée le 31 décembre 2007
	$
Émission d'actions:	
6 décembre 2007 – émission publique	115 005 000
6 décembre 2007 – placement privé	122 132 989
Moins: frais d'émission	(12 037 763)
	225 100 226
Acquisition d'entreprises: Innergex II Fonds de revenu	(63 364 165)
Remboursement ou acquisition de billets à ordre dus par Innergex II	(123 875 000)
Dividendes versés aux actionnaires de la société	(3 781 079)
	(191 020 244)
Contribution au fonds de roulement	34 079 982

SITUATION FINANCIÈRE

Actif

Au 31 décembre 2007, la société possédait des éléments d'actif d'une valeur totale de 343,3 M$, comparativement à des éléments d'actif d'une valeur totale de 3,8 M$ en 2006. Cette augmentation est attribuable au PAPE et à l'acquisition d'Innergex II.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement des projets hydroélectriques et des parcs éoliens, dont la valeur est enregistrée au coût et amortie selon la méthode d'amortissement linéaire basé sur leurs vies utiles estimées. Faisant partie de l'acquisition d'Innergex II, la société a acquis la centrale hydroélectrique Glen Miller, en opération, ayant une valeur comptable nette de 18,8 M$, les projets hydroélectriques en construction Ashlu Creek et Umbata Falls, ayant une valeur comptable nette de 81,9 M$, et le parc éolien Carleton également en construction ayant une valeur nette comptable de 10,1 M$. Ces éléments d'actifs, ainsi que d'autres équipements totalisant 0,6 M$, portent les immobilisations corporelles de la société à 111,4 M$ au 31 décembre 2007 (0,6 M$ en 2006).

Actifs incorporels

Les actifs incorporels comprennent différents permis, licences et contrats. Avec l'acquisition d'Innergex II, la société a fait l'acquisition de 40,9 M$ d'actifs incorporels reliés aux projets Glen Miller, Ashlu Creek, Umbata Falls et Carleton (nil en 2006).

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts encourus lors de la recherche, l'acquisition et le développement d'installations de production d'électricité. Ces coûts sont convertis en immobilisations corporelles lors du début de la construction du projet. Au 31 décembre 2007, les frais de développement liés aux projets de la société ont été de 37,3 M$ (nil en 2006). Ces coûts sont reliés aux projets en développement avec CAÉ qui sont en phase de préconstruction et aux projets potentiels d'Innergex II acquis par la société.

L'intérêt de 16,1 % de la société dans le Fonds représente un investissement de 63,1 M$ dans une entité sujette à une influence importante (nil en 2006). Cet investissement est comptabilisé selon la méthode des capitaux propres.

Au 31 décembre 2007, la société a enregistré 30,6 M$ en écart d'acquisition suite à l'acquisition d'Innergex II (nil en 2006).

D'autres éléments d'actifs totalisant 2,2 M$ (5 775 $ en 2006) sont constitués principalement d'un prêt consenti à un partenaire dans le cadre d'un projet et à des instruments financiers dérivés.

Au 31 décembre 2007, la société détenait 34,7 M$ en trésorerie et équivalents de trésorerie, comparativement à 0,5 M$ en 2006. La direction estime que ce montant, qui provient principalement du PAPE, semble suffisant pour compléter les neuf projets en développement avec CAÉ lorsque combiné avec les flux de trésorerie futurs de la société et un endettement supplémentaire raisonnable.

La société investit ses liquidités dans des placements à court terme tels que les acceptations bancaires et des dépôts à terme ayant des échéances à court terme. La société n'investit aucunement dans tout type de papier commercial adossé à des actifs.

Au 31 décembre 2007, le fonds de roulement était 34,3 M$ pour un ratio de fonds de roulement de 2,69:1,00. La société considère son fonds de roulement comme étant suffisant pour rencontrer tous ses besoins. Si nécessaire, la société peut avoir recours à une facilité de crédit bancaire d'un montant de 20,0 M$. De ce montant, 2,0 M$ ont été utilisés en prêts directs, 6,5 M$ ont été utilisés pour garantir l'émission de lettres de crédit et 4,3 M$ ont été utilisés pour garantir des contrats à terme sur obligations. Ainsi, au 31 décembre 2007, la société avait un montant disponible de 7,3 M$, en vertu de sa facilité de crédit bancaire.

Les comptes débiteurs ont augmenté de 0,5 M$ en 2006 à 19,5 M$ au 31 décembre 2007. Ces comptes consistent principalement en des effets à recevoir de filiales du Fonds en relation avec la vente des intérêts d'Innergex II dans les parcs éoliens d'Anse-à-Valleau et de Baie-des-Sables, totalisant 14,0 M$. Ces effets devraient être remboursés lorsque les montants dus par Hydro-Québec TransÉnergie relatifs à la construction d'un poste de raccordement et par les gouvernements fédéral et provincial relatifs à des taxes de ventes recouvrables seront reçus.

Les comptes créditeurs et charges à payer ont augmenté de 1,3 M$ en 2006 à 14,8 M$ au 31 décembre 2007. Les comptes créditeurs et charges à payer sont constitués principalement de 13,7 M$ en transaction payable relative au PAPE, et à la construction des projets Ashlu Creek, Carleton et Umbata Falls, ainsi qu'à d'autres projets.

Dette à long terme

Au 31 décembre 2007, la dette à long terme était de 81,1 M$ et le ratio de l'endettement sur la valeur de l'entreprise représentait 21,7 %. Au 31 décembre 2006, la dette à long terme était de 0,6 M$.

La dette consiste en: i) un emprunt à terme sans recours de 17,0 M$ relié à la centrale hydroélectrique Glen Miller ayant un terme de 5 ans pour lequel le remboursement du capital fait l'objet d'un renoncement aussi longtemps qu'un seuil de ratio de couverture de dette est maintenu. L'emprunt porte intérêt à un taux variable correspondant au taux des acceptations bancaires majoré de 140 points de base; ii) un emprunt de construction sans recours de 51,0 M$, duquel 31,4 M$ ont été empruntés (dont 15,4 M$ représentent la participation de 49 % de la société) garanti par la centrale hydroélectrique Umbata Falls. L'emprunt arrive à échéance 5 ans suivant sa conversion en emprunt à terme. Le remboursement du capital commencera lors de la conversion en emprunt à terme et sera basé sur une période d'amortissement de 20 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable; iii) un emprunt de construction sans recours de 110,0 M$, duquel 48,7 M$ ont été empruntés, garanti par la centrale hydroélectrique Ashlu Creek. L'emprunt arrive à échéance 15 ans après sa conversion en prêt à terme. Les remboursements de capital commenceront lors de la conversion de l'emprunt à terme 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.

Certaines conditions financières et non financières contenues dans les conventions de crédit conclues par certaines filiales de la société pourraient limiter la capacité de transférer des sommes de ces filiales à la société si elles n'étaient pas rencontrées. Ces restrictions pourraient avoir une incidence négative sur la capacité de la société de faire face à ses obligations. Au cours de l'année 2007, la société et ses filiales ont satisfait toutes les conditions financières et non financières relatives à leurs conventions de crédit.

Compte tenu de la situation des marchés financiers, la direction ne prévoit pas avoir de difficulté à obtenir de nouveaux financements pour le développement de ses projets. Toutefois, les nouveaux financements par emprunt pourraient contenir des conditions moins favorables et des clauses plus restrictives.

Impôts futurs

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à d'importants éléments d'actif ou de passif d'impôts futurs. Au 31 décembre 2007, la société a enregistré un passif d'impôts futurs totalisant 4,6 M$, comparativement à un actif d'impôts futurs de 27 984 $ en 2006. Ce passif provient de l'excédent de la valeur comptable sur la base fiscale des éléments d'actif d'Innergex II acquis le 6 décembre 2007.

Capitaux propres

Au 31 décembre 2007, les capitaux propres de la société totalisaient 230,5 M$, comparativement à 1,8 M$ en 2006. Le 6 décembre 2007, la société a réalisé une émission publique d'actions ordinaires et un placement privé pour ainsi émettre un capital-actions d'un montant de 237,1 M$.

Obligations contractuelles prévues, en date du 31 décembre 2007

Obligations contractuelles	Total	Moins de 1 an	1 à 3 ans	4 à 5 ans	Plus de 5 ans
	$	$	$	$	$
Dette à long terme	81 135 000	–	23 080 850	5 130 800	52 923 350
Interêts sur la dette à long terme	50 209 677	5 849 060	16 449 279	8 231 954	19 679 384
Contrats de location	2 235 414	86 700	270 643	189 571	1 688 500
Obligations d'achat [1]	133 689 052	105 314 897	24 061 650	1 842 232	2 470 273
Autres obligations à long terme [2]	1 549 673	425 663	1 124 010	–	–
Obligations contractuelles totales	268 818 816	111 676 320	64 986 432	15 394 557	76 761 507

[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.

Arrangement hors bilan

La société n'avait pas d'arrangement hors bilan au 31 décembre 2007.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

En tant que gestionnaire d'Innergex Énergie, Fonds de revenu

La société offre des services au Fonds et à ses filiales en vertu de trois conventions, à savoir une convention de gestion, une convention d'administration et une convention de services. En 2007, la société a reçu la somme de 1,4 M$ pour les services rendus en vertu de ces trois conventions (semblable au montant reçu en 2006). La société a également le droit de percevoir des honoraires incitatifs correspondant à 25 % de l'encaisse distribuable annuelle par part de fiducie excédant 0,925 $ par part de fiducie. Au cours de l'année 2007, 0,3 M$ (0,3 M$ en 2006) d'honoraires incitatifs ont été reçus.

Le 6 décembre 2007, la société a apporté certains amendements aux conventions de gestion, d'administration et de services avec le Fonds, y compris : i) la prolongation de leur durée initiale de 2023 à 2030; ii) le droit réciproque de mettre fin aux contrats suite à certains événements et en payant une compensation monétaire au gestionnaire; et iii) l'amendement du calcul des honoraires incitatifs pour exclure l'impôt découlant de l'imposition sur les fiducies publiques adoptée en 2007.

En tant que gestionnaire d'Innergex II Fonds de revenu

Avant d'en avoir fait l'acquisition le 6 décembre 2007, la société fournissait des services de gestion à Innergex II. Les revenus provenant des honoraires de gestion ont totalisé 4,3 M$ pour l'année terminée le 31 décembre 2007, comparativement à 4,5 M$ en 2006.

INFORMATION SECTORIELLE

La société a deux secteurs isolables: (a) la production hydroélectrique; et (b) le développement de sites et la gestion. Les secteurs isolables de la société exploitent leurs activités en utilisant différents moyens de production ou types d'activités. Ils sont gérés par des équipes différentes puisque les habiletés d'exploitation requises sont différentes pour chacun d'eux. Il n'y avait pas de secteurs isolables en 2006, puisque ceux-ci ont été acquis le 6 décembre 2007.

	Pour l'année terminée le 31 décembre 2007		
	Production hydroélectrique	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	$	$	$
Produits découlant de clients externes	168 673	7 880 169	8 048 842
Frais d'exploitation	50 076	–	50 076
Bénéfice d'exploitation	118 597	7 880 169	7 998 766
Frais généraux et administratifs	2 855	6 311 119	6 313 974
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	115 742	1 569 050	1 684 792
Actifs à long terme	25 313 901	263 349 920	288 663 821
Écart d'acquisition	–	30 552 578	30 552 578
Total de l'actif	25 571 910	317 687 597	343 259 507
Acquisitions d'actifs à long terme	–	4 480 188	4 480 188

ESTIMATIONS COMPTABLES IMPORTANTES

Les principales estimations comptables pour la société sont liées à la valeur d'éléments d'actifs acquis et au passif pris en charge lors de l'acquisition d'entreprise, à la perte de valeur d'éléments d'actif, aux durées de vie utiles aux fins d'amortissement et aux impôts futurs. Les immobilisations corporelles, composées principalement 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 20 à 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. D'autres conventions comptables importantes sont décrites à la note 2 des notes aux états financiers consolidés.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Instruments financiers

L'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») a publié les nouvelles normes comptables suivantes, qui ont pris effet le 1er janvier 2007 dans le cas de la société. La société a révisé tous ses contrats importants conclus depuis le 1er janvier 2004. L'adoption de ces nouvelles normes n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la société.

a) Chapitre 3855, *Instruments financiers – comptabilisation et évaluation*. Ce chapitre décrit les normes de comptabilisation et d'évaluation des instruments financiers dans le bilan ainsi que les normes relatives à la présentation des gains et des pertes dans les états financiers. Selon la nouvelle norme, les actifs et passifs financiers sont initialement comptabilisés à la juste valeur. Ultérieurement, les instruments financiers sont classés dans la catégorie des actifs financiers disponibles à la vente et des actifs financiers détenus à des fins de transaction, et les instruments financiers dérivés, faisant ou non partie d'une relation de couverture, doivent être évalués à la juste valeur dans le bilan à chaque date de clôture, tandis que les autres instruments financiers sont évalués à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

La société a établi les classifications suivantes :

- La trésorerie et les équivalents de trésorerie ainsi que les dérivés financiers sont classés dans la catégorie des actifs ou des passifs détenus à des fins de transaction. Les fonds gardés en réserve, qui sont inclus dans les autres actifs à long terme, sont également placés dans cette catégorie. Ces éléments sont évalués à la juste valeur; les gains ou pertes découlant de la réévaluation à la fin de chaque exercice sont comptabilisés dans le bénéfice net consolidé.
- Les débiteurs, la distribution à recevoir et le prêt à un tiers, qui sont inclus dans les autres actifs à long terme, sont classés dans les prêts et les créances et évalués à leur coût après amortissement.
- L'emprunt bancaire, les créditeurs et charges à payer, les retenues de garantie au titre de la construction et la dette à long terme sont classés dans la catégorie des autres passifs financiers. Ils ont initialement été évalués à la juste valeur et sont maintenant comptabilisés à leur coût après amortissement.

b) Chapitre 1530, *Résultat étendu*. Ce chapitre décrit les recommandations d'information et de présentation relativement au résultat étendu et à ses composantes. Le résultat étendu correspond à la variation des capitaux propres découlant d'opérations sans rapport avec les apports des actionnaires ou les dividendes versés à ces derniers. Ces opérations et événements incluent les gains et les pertes non matérialisés découlant de la variation de la juste valeur de certains instruments financiers.

c) Chapitre 3865, *Couvertures*. Ce chapitre établit des normes qui précisent quand et comment on peut appliquer la comptabilité de couverture, ainsi que des normes sur les informations à fournir. La comptabilité de couverture permet de comptabiliser les gains, pertes, produits et charges rattachés aux instruments financiers dérivés dans la même période que ceux qui sont rattachés à l'élément couvert. La société n'a désigné aucun de ses instruments financiers comme relation de couverture sur le plan comptable.

Adoption de nouvelles conventions comptables

a) Le chapitre 3862 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Instruments financiers – information à fournir*, établit les normes relatives aux informations à fournir sur les instruments financiers, y compris l'information concernant la juste valeur ainsi que les risques connexes de crédit, de liquidité et de marché. Le chapitre 3863, intitulé *Instruments financiers – présentation*, établit les normes relatives à la présentation des instruments financiers et des dérivés non financiers.

Ces deux chapitres s'appliquent aux états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2007. La société a adopté ces normes de manière prospective le 31 décembre 2007. Du fait de l'adoption prospective du chapitre 3862, des renseignements supplémentaires ont été présentés à la note 18 concernant les instruments financiers.

Modifications comptables futures

a) Le chapitre 1535 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Informations à fournir concernant le capital*, oblige une entité à fournir 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 1er octobre 2007. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette norme ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

b) Le chapitre 3064 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Écarts d'acquisition et actifs incorporels*, remplace le chapitre 3062, intitulé *Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels*, et le chapitre 3450, intitulé *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'appliquera aux états financiers des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2008. Par conséquent, la société adoptera la nouvelle norme pour son exercice ouvert à compter du 1er janvier 2009. Ce chapitre établit des normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information 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. La société évalue actuellement l'incidence future de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les normes comptables suivies par les sociétés ouvertes au Canada convergeront vers les Normes internationales d'information financière (« IFRS »). La date officielle de basculement des PCGR du Canada actuels aux IFRS vise les états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011. La société adoptera ces nouvelles normes selon le calendrier prévu en vertu de ces nouvelles règles. La société évalue actuellement l'incidence future de ces nouvelles normes sur ses états financiers consolidés.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Étant donné le déclin du rendement des obligations et des bas taux d'intérêt au 31 décembre 2007, les contrats à terme sur obligations en vigueur ont porté collectivement une valeur négative de 3 501 225 $ (nil en 2006) et une valeur négative de 1 455 974 $ (nil en 2006) pour le swap de taux d'intérêt. Ces montants sont présentés au bilan sous *Instruments financiers dérivés* et à l'état des résultats sous *Gain sur instruments financiers dérivés*.

GESTION DES RISQUES

La société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de fluctuations de taux d'intérêt sur le financement par emprunt. Puisque ces instruments financiers sont conclus avec d'importantes institutions financières, la société considère le risque d'illiquidité comme étant faible. La société ne détient ni n'émet d'instruments financiers aux fins de spéculation.

Durant l'année 2007, la société a conclu huit contrats à terme sur obligations avec des échéances entre le 20 juin et le 30 juin 2008, et un swap de taux d'intérêt échéant le 4 juin 2009. Il est de l'intention de la société de modifier ou prolonger ces contrats ou de conclure de nouveaux contrats afin d'apparier les échéances des emprunts sous-jacents et de protéger la valeur économique des projets.

Ces contrats à terme sur obligations et ce contrat swap permettent à la société d'éliminer le risque d'augmentation des taux d'intérêts sur un montant de dette à long terme d'environ 176,2 M$ (nil en 2006).

En 2005, Innergex II (maintenant une filiale de la société) a vendu au Fonds la centrale hydroélectrique Rutherford Creek de 50 MW. L'entité propriétaire de l'actif, Rutherford Creek Power S.E.C., a accepté de verser des redevances à Innergex II suivant l'expiration ou la résiliation du CAÉ de Rutherford Creek, basées sur la réalisation de certains seuils de revenus. Au 31 décembre 2007, la juste valeur de cet instrument financier est de 663 492 $ (nil en 2006). Ce montant est présenté au bilan sous *Instruments financiers* dérivés et à l'état des résultats sous *Gain sur instruments financiers dérivés*.

RISQUES ET INCERTITUDES

La société s'expose à divers risques d'entreprise et a décrit ci-dessous ceux qu'elle considère importants. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui ne sont pas actuellement connus de la société ou qu'elle considère peu importants pourraient aussi affecter défavorablement ses affaires. Un nombre supplémentaire de risques et d'incertitudes peut être trouvé dans la section *Facteurs de risque* de la notice annuelle de la société pour l'année terminée le 31 décembre 2007, publiée sur le site www.sedar.com.

Mise en oeuvre 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 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 attrayants 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.

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 d'actionnaire important du Fonds. Les risques liés à un investissement dans le Fonds sont décrits dans les documents de divulgation permanente du Fonds, qui se trouvent sur le site Web au www.sedar.com. Jusqu'à ce que l'exploitation commerciale des projets en développement avec CAÉ soit entamée, la capacité de la société à payer l'intérêt et les autres frais 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.

Construction et conception

Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des projets en développement avec CAÉ, des projets potentiels et des projets futurs que la société entreprendra. 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 et des intempéries. 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. De plus, si les projets en développement avec CAÉ ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leur CAÉ respectif, la société pourrait être tenue de payer une pénalité ou l'autre partie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ.

Lien avec Hydro-Québec

Aux termes de l'appel d'offres de 2 000 MW du Québec pour laquelle la société a soumissionné en septembre 2007, tout cas de défaut aux termes d'un CAÉ existant d'énergie éolienne conclu avec Hydro-Québec donne le droit à Hydro-Québec de mettre fin à tout CAÉ futur pouvant être signé dans le cadre de cet appel d'offres. Tout manquement de la part de la société aux termes d'un CAÉ existant relatif aux projets de Cartier énergie éolienne avec Hydro-Québec pourrait avoir une incidence sur les projets futurs de la société au Québec. Dans le cas d'un défaut de la part de la société aux termes du projet Les Méchins, la société pourrait être considérée par Hydro-Québec comme étant en défaut aux termes d'un CAÉ qui pourrait être accordé à la société aux termes de l'appel d'offres de 2 000 MW. De plus, les CAÉ des projets de Cartier énergie éolienne, y compris le CAÉ du projet Les Méchins 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.

Développement de nouvelles installations

La société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'électricité. Ces installations sont plus incertaines quant à leur rentabilité future que les installations en opération et 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 redevance 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 fonctionnement pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la société.

Rendement du projet

La capacité des installations de la société à produire la quantité maximale d'énergie pouvant être vendue à Hydro-Québec, à BC Hydro et à Ontario Power Authority ou à d'autres acheteurs d'électricité aux termes des CAÉ, constitue un facteur déterminant dans les revenus 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 revenus et sa rentabilité.

Défaillance de l'équipement

Les installations de la société sont assujetties au risque de défaillance d'équipement due 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.

Ressources en capital

Le développement et la construction de nouvelles installations éventuelles ainsi que la croissance des projets en développement avec CAÉ et les projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés à partir des fonds provenant du placement de la société dans le Fonds, l'exploitation, les ventes d'actions supplémentaires et d'emprunts. Dans la mesure où les sources de capital externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la société d'effectuer les placements de capitaux 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.

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'électricité. Même si les taux d'intérêt sur la dette à long terme de la société seront fixes, la société est exposée aux risques liés aux taux d'intérêt et au refinancement de la dette à l'égard des facilités de crédits 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.

Effet de levier financier et clauses restrictives

Les activités de la société seront 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 pourraient être restreintes; 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 de l'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 en matière d'exploitation par l'intermédiaire de clauses restrictives 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 emprunt supplémentaire selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exiger un remboursement anticipé ou imposer d'autres obligations qui limitent la capacité de la société d'augmenter son volume d'affaires, d'acquérir l'actif nécessaire ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la société.

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 ou sur celui de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Pour les périodes de trois mois (non vérifiées) :

	31 décembre 2007	30 septembre 2007	30 juin 2007	31 mars 2007
Produits (milliers $)	3 067	1 478	1 714	1 791
Bénéfice net et résultat étendu (milliers $)	5 392	56	58	40
Bénéfice net et résultat étendu				
De base ($/action)	0,67	0,03	0,03	0,03
Dilué ($/action)	0,67	0,03	0,03	0,03
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (milliers) [1]				
De base	8 034	1 942	1 942	1 560
Dilué	8 135	1 942	1 942	1 560

[1] Au 31 décembre 2007, la société avait un total de 23 500 000 actions ordinaires en circulation.

	31 décembre 2006	30 septembre 2006	30 juin 2006	31 mars 2006
Produits (milliers $)	1 847	1 399	1 556	1 435
Bénéfice net et résultat étendu (milliers $)	42	43	47	47
Bénéfice net et résultat étendu				
De base ($/action)	0,03	0,03	0,03	0,03
Dilué ($/action)	0,03	0,03	0,03	0,03
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (milliers)				
De base	1 359	1 359	1 359	1 359
Dilué	1 359	1 359	1 359	1 359

Responsabilité à l'égard des états financiers
&
Rapport des vérificateurs aux actionnaires

Responsabilité à l'égard des états financiers

Les états financiers consolidés d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « société ») qui accompagnent ce rapport annuel et toute l'information que ce rapport annuel contient au sujet de la société sont la responsabilité de la direction.

Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada en appliquant les politiques comptables détaillées présentées dans les notes afférentes à ces états financiers. La direction est d'avis que les états financiers consolidés ont été dressés sur la base de critères d'importance acceptable à l'aide d'estimations justifiables et raisonnables. L'information financière de la société, présentée ailleurs dans ce rapport annuel, est conforme à celle fournie dans les états financiers.

La direction maintient des systèmes de contrôles internes efficients et de qualité supérieure pour la comptabilité et l'administration tout en s'assurant que les coûts sont raisonnables. Ces systèmes lui donnent l'assurance que l'information financière est pertinente, précise et fiable, et que les éléments d'actif de la société sont correctement comptabilisés et bien protégés.

Il incombe au conseil d'administration de la société de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière. De plus, le conseil d'administration assume l'ultime responsabilité de passer en revue et d'approuver les états financiers consolidés de la société. Le conseil d'administration s'acquitte de cette responsabilité par l'intermédiaire de son comité de vérification.

Le comité de vérification est nommé par le conseil d'administration et tous ses membres sont des administrateurs externes non reliés.

Le comité de vérification se réunit avec la direction, ainsi qu'avec les vérificateurs externes, afin de discuter des contrôles internes relatifs au processus de présentation de l'information financière, de la vérification de l'information financière et autres sujets relatifs à l'information financière, ainsi que pour s'assurer que chaque partie s'acquitte en bonne et due forme de ses responsabilités. De plus, le comité de vérification passe en revue le rapport annuel, les états financiers consolidés et le rapport des vérificateurs externes. Le comité de vérification soumet ses constatations à l'examen du conseil d'administration afin d'approuver les états financiers consolidés avant leur diffusion auprès des actionnaires. Le comité de vérification étudie également la question de retenir les services des vérificateurs externes, ou de reconduire leur mandat, qui est soumise à l'examen du conseil et à l'approbation des actionnaires.

Ces états financiers ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Les états financiers de la société ont été vérifiés par Samson Bélair / Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l., les vérificateurs externes, conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada, pour le compte des actionnaires. Samson Bélair / Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l. a un accès complet et sans restriction au comité de vérification.

Michel Letellier, MBA
Président
et Chef de la direction

Jean Perron, CA, CMA
Vice-président
et Chef de la direction financière

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, 27 mars 2008

Rapport des vérificateurs aux actionnaires

Aux actionnaires de
Innergex énergie renouvelable inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») (auparavant Innergex Management Inc.) aux 31 décembre 2007 et 2006 et les états consolidés des résultats et du résultat étendu, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2007 et 2006 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.

Comptables agréés
Le 19 mars 2008

Montréal, Québec

États financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007

États consolidés des résultats et du résultat étendu	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006
	$	$
Produits		
Exploitation	168 673	–
Frais de gestion	6 056 815	6 236 995
Quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable (Note 9)	1 823 354	–
	8 048 842	6 236 995
Charges		
Frais d'exploitation	50 076	–
Frais généraux et administratifs	6 313 974	5 795 428
	6 364 050	5 795 428
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	1 684 792	441 567
Amortissement	306 295	182 767
Intérêts sur l'emprunt bancaire	11 023	–
Intérêts sur la dette à long terme	99 922	20 175
Gain sur instruments financiers dérivés	(574 798)	–
Autres (produits) et charges	(84 689)	52
Radiation des frais de développement liés aux projets	65 087	–
Bénéfice avant produits inhabituels et impôts sur les bénéfices	1 861 952	238 573
Produits inhabituels :		
Distribution d'une fiducie sous gestion commune (Note 4)	4 330 478	–
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	6 192 430	238 573
Impôts sur les bénéfices (Note 13)		
Exigibles	319 697	69 910
Futurs	326 357	(10 100)
	646 054	59 810
Bénéfice net et résultat étendu	5 546 376	178 763
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	3 383 477	1 359 473
Bénéfice net de base, par action	1,64	0,13
Nombre d'actions en circulation, après dilution	3 384 096	1 359 473
Bénéfice net par action, après dilution	1,64	0,13

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés.

États financiers consolidés

États consolidés des bénéfices non répartis	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006
	$	$
Bénéfices non répartis au début	1 802 835	1 624 072
Bénéfice net	5 546 376	178 763
Dividendes déclarés	(6 029 287)	–
Remboursement de l'impôt en main remboursable au titre de dividendes (Note 15)	273 410	–
Bénéfices non répartis à la fin	1 593 334	1 802 835

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés.

Bilans consolidés	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	34 690 837	523 507
Débiteurs (Note 5)	19 576 093	514 244
Tranche à court terme de la distribution à recevoir d'une fiducie sous gestion commune	–	512 584
Charges payées d'avance et autres	328 756	15 803
	54 595 686	1 566 138
Distribution à recevoir d'une fiducie sous gestion commune	–	1 537 751
Placement dans une fiducie sous gestion commune (Note 4)	–	13 235
Immobilisations corporelles (Note 6)	111 423 328	606 418
Actifs incorporels (Note 7)	40 832 760	–
Frais de développement liés aux projets (Note 8)	37 335 586	–
Placement dans une entité sous influence notable (Note 9)	63 144 213	–
Impôts futurs (Note 13)	3 214 616	27 984
Écart d'acquisition (Note 4)	30 552 578	–
Autres actifs à long terme	2 160 740	5 775
	343 259 507	3 757 301
Passif		
Passif à court terme		
Emprunt bancaire (Note 10)	2 000 000	–
Créditeurs et charges à payer (Note 11)	14 824 342	1 347 620
Tranche à court terme de la dette à long terme (Note 12)	–	250 000
Instruments financiers dérivés (Note 18 b)	3 501 225	–
	20 325 567	1 597 620
Retenues de garantie au titre de la construction	1 989 626	–
Instruments financiers dérivés (Note 18 b)	1 455 974	–
Dette à long terme (Note 12)	81 135 000	350 000
Impôts futurs (Note 13)	7 816 862	–
Part des actionnaires sans contrôle	5 000	–
	112 728 029	1 947 620
Capitaux propres		
Capital-actions (Note 14)	228 807 842	6 846
Surplus d'apport (Note 14)	130 302	–
Bénéfices non répartis	1 593 334	1 802 835
Engagements (Note 19)		
	230 531 478	1 809 681
	343 259 507	3 757 301

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés.

Au nom du conseil

Gilles Lefrançois, CA
Président exécutif du conseil

Michel Letellier, MBA
Administrateur

États financiers consolidés

États consolidés des flux de trésorerie	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007	Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006
	$	$
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	5 546 376	178 763
Éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement des immobilisations corporelles	282 172	182 767
Amortissement des actifs incorporels	24 123	–
Quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable	(1 823 354)	–
Rémunération à base d'actions	130 302	–
Gain non réalisé sur instruments financiers dérivés	(574 798)	–
Radiation des frais de développement liés aux projets	65 087	–
Perte à l'aliénation d'immobilisations corporelles	6 747	52
Impôts futurs	326 357	(10 100)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation (Note 16)	2 313 252	(144 509)
	6 296 264	206 973
Activités de financement		
Émission au titre de la dette à long terme	441 000	350 000
Remboursement au titre de la dette à long terme	(124 125 000)	–
Émission de capital-actions (Note 14)	237 140 413	–
Rachat de capital-actions (Note 14)	(1)	–
Frais d'émission (Note 14)	(12 037 763)	–
Dividendes versés	(6 029 287)	–
Remboursement de l'impôt en main remboursable au titre de dividendes	273 410	–
	95 662 772	350 000
Activités d'investissement		
Diminution de la distribution à recevoir d'une fiducie sous gestion commune	2 050 335	–
Acquisition d'une entreprise, déduction faite de l'encaisse (Note 4)	(64 128 555)	–
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(4 971 680)	(363 646)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(646 712)	–
Ajouts aux autres actifs à long terme	(95 094)	(5 775)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles	–	19 677
	(67 791 706)	(349 744)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	34 167 330	207 229
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	523 507	316 278
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	34 690 837	523 507
La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :		
Encaisse	2 020 045	523 507
Placements à court terme	32 670 792	–
	34 690 837	523 507

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 16.
Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») (auparavant Innergex Management Inc.) a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada). La Société fournissait des services de gestion et d'administration jusqu'au moment de son premier appel public à l'épargne, qui a eu lieu le 6 décembre 2007. La Société est une entreprise indépendante de gestion, de développement et d'exploitation d'installations de production d'énergie renouvelable, axée principalement sur les secteurs de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne. Le 25 octobre 2007, la Société a changé de raison sociale, passant de Innergex Management Inc. à Innergex énergie renouvelable inc.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Ces états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada et comprennent les principales conventions comptables suivantes :

Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et de ses filiales ainsi que ceux de l'entité à détenteurs de droits variables de laquelle la Société est le principal bénéficiaire et les comptes de coentreprises jusqu'à concurrence de la quote-part de leurs actifs, passifs, produits et charges respectifs revenant à la Société. Les investissements sur lesquels la Société peut exercer une influence notable sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Tous les soldes et opérations intersociétés ont été éliminés.

Consolidation des entités à détenteurs de droits variables

La note d'orientation concernant la comptabilité 15, intitulée *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables* (variable interest entities) (« NOC-15 »), énonce les principes de consolidation des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »). Les EDDV sont des entités dans lesquelles les investisseurs en instruments de capitaux propres ne détiennent pas une participation financière conférant le contrôle ou des entités pour lesquelles le montant total des investissements en instruments de capitaux propres à risque n'est pas suffisant pour leur permettre de financer leurs activités sans un soutien financier subordonné additionnel fourni par quelque partie que ce soit, y compris les détenteurs d'instruments de capitaux propres. La NOC-15 exige la consolidation d'une EDDV par son principal bénéficiaire (c.-à-d., la partie qui reçoit la majorité des rendements résiduels prévus de l'entité ou qui assume la majorité des pertes prévues de cette entité). Conformément à la NOC-15, la Société est considérée comme le principal bénéficiaire à l'égard de l'un de ses investissements à 50 % dans une coentreprise; par conséquent, cette entité a été consolidée.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse et les placements à court terme dont l'échéance initiale est d'au plus trois mois.

Aide gouvernementale

L'aide gouvernementale sous la forme d'un crédit d'impôt à l'investissement remboursable est comptabilisée dans les états financiers lorsque l'on peut fournir l'assurance raisonnable que la Société a respecté toutes les conditions inhérentes à l'obtention de cette aide.

La Société assume des dépenses au titre du développement d'énergie renouvelable, qui donnent droit à des crédits d'impôt à l'investissement. Ces crédits sont établis en fonction des montants que la direction prévoit recouvrer et ils peuvent faire l'objet d'une vérification par les autorités fiscales.

L'aide gouvernementale, y compris les crédits d'impôt à l'investissement concernant les dépenses au titre du développement d'énergie renouvelable, est comptabilisée sous forme de réduction du coût des actifs ou des dépenses auxquels elle se rapporte.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, qui comprennent principalement les installations hydroélectriques et les parcs éoliens, sont comptabilisées au coût. Les coûts de financement rattachés à la construction d'immobilisations corporelles et les produits générés avant la mise en exploitation commerciale sont capitalisés à mesure qu'ils sont engagés. L'amortissement des centrales hydroélectriques est fondé sur la durée de vie utile estimative des actifs selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 50 ans ou sur la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux. L'amortissement des parcs éoliens est calculé sur la durée de vie utile estimative des actifs selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 20 à 25 ans. Les dépenses liées aux améliorations qui ont pour effet d'accroître ou de prolonger la durée de vie utile ou la capacité d'un actif sont capitalisées. Les autres équipements sont amortis au moyen de la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant, selon un taux annuel compris entre 20 % et 33 %. Les coûts rattachés à la maintenance et aux réparations sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les immobilisations corporelles ne sont amorties qu'à partir de leur date de mise en service.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)

Actifs incorporels

Les actifs incorporels comprennent les divers permis, licences et accords. Ils sont comptabilisés au coût et amortis dès la mise en exploitation commerciale de l'installation liée. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 20 à 40 ans se terminant à la première date d'échéance des permis, licences ou accord relatifs à chaque installation. Les actifs incorporels font partie de trois catégories, soit les installations hydroélectriques, les installations hydroélectriques en construction et les parcs éoliens en construction. Les actifs incorporels relatifs aux installations hydroélectriques en construction et aux parcs éoliens en construction ne sont amortis qu'à partir de la date de mise en service de l'installation hydroélectrique ou du parc éolien connexe.

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés pour la recherche, l'acquisition et la mise en valeur d'emplacements pour des installations hydroélectriques et des parcs éoliens. Ces coûts sont virés aux immobilisations corporelles ou aux actifs incorporels lorsqu'un emplacement d'installations hydroélectriques ou d'éoliennes est parvenu au stade de la construction. Les intérêts débiteurs sur le financement de la recherche, de l'acquisition et de la mise en valeur sont capitalisés dans les frais de développement liés aux projets. Les coûts rattachés aux projets infructueux sont radiés dans l'exercice au cours duquel le projet est abandonné.

Dépréciation d'actifs à long terme

Les actifs à long terme font l'objet d'un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Une perte de valeur est constatée si la valeur comptable de l'actif excède la valeur non actualisée du total des flux de trésorerie qui devraient résulter de l'utilisation de l'actif et de sa sortie éventuelle. Le montant de cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur sa juste valeur.

Placement dans une entité sous influence notable

Le placement dans Innergex Énergie, Fonds de revenu, entité sur laquelle la Société exerce une influence notable (mais non le contrôle) est comptabilisé selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation aux termes de laquelle le placement est initialement comptabilisé au coût et ultérieurement ajusté pour tenir compte de la quote-part du bénéfice ou des pertes des sociétés comptabilisées à la valeur de consolidation, revenant à la Société, déduction faite des distributions reçues. L'excédent du coût des investissements en instruments de capitaux propres sur la valeur comptable sous-jacente à la date d'acquisition, exception faite de l'écart d'acquisition, est amorti sur la durée de vie utile estimative des actifs sous-jacents auxquels il est attribué.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur de l'actif net identifiable des entreprises acquises. L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais il est soumis à un test de dépréciation annuellement, ou plus fréquemment si un événement ou une situation indique que l'actif pourrait avoir subi une dépréciation. Lorsque la valeur comptable excède la juste valeur, une perte de valeur doit être constatée dans l'état des résultats pour un montant égal à l'excédent.

Constatation des produits

La société comptabilise ses produits lorsqu'il y a des preuves convaincantes de l'existence d'un accord, lorsque les services ont été rendus, lorsque les prix ont été déterminés ou sont déterminables et lorsque la recouvrabilité est raisonnablement assurée. Les produits d'exploitation proviennent de la production d'électricité vendue à des services publics. Les frais de gestion gagnés se rattachent aux services fournis à titre de gestionnaire de Innergex Énergie, Fonds de revenu et avant le 6 décembre 2007 de Innergex II Fonds de revenu en ce qui concerne la supervision, le soutien et l'administration relativement au développement, à la construction et à l'exploitation des installations. La quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable découle du fait que la Société comptabilise la quote-part de 16,1 % du bénéfice net de Innergex Énergie, Fonds de revenu lui revenant.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction ou de spéculation ou qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture sont comptabilisés au bilan à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net.

Rémunération à base d'actions

La Société utilise la méthode de la juste valeur pour évaluer les charges de personnel à la date de l'octroi des options sur actions aux salariés. La juste valeur des options est déterminée suivant le modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes et est amortie dans les résultats sur le délai d'acquisition des droits avec imputation au surplus d'apport. Dans le cas des options frappées d'extinction avant l'acquisition des droits, les charges de personnel qui avaient déjà été constatées dans les frais d'exploitation et le capital-actions sont contrepassées. Lorsque les options sont exercées, le surplus d'apport correspondant et le produit reçu par la Société sont portés au crédit du capital-actions.

Conversion des devises

Les opérations en devises sont converties en dollars canadiens aux taux en vigueur à la date de l'opération. À la date du bilan, les actifs et passifs monétaires en devises sont convertis aux cours du change alors en vigueur. Les écarts de conversion en découlant sont comptabilisés dans la détermination du bénéfice net.

Impôts sur les bénéfices

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Conformément à cette méthode, les incidences fiscales futures prévues des écarts entre la valeur comptable des éléments figurant au bilan et leur valeur fiscale correspondante donnent lieu à la constatation d'actifs et de passifs d'impôts futurs. Les impôts futurs sont calculés en fonction des taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur pour les exercices au cours desquels les écarts devraient se résorber. Un actif d'impôts futurs est constaté lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'il se réalisera.

Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le bénéfice net par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de l'exercice. La Société utilise la méthode du rachat d'actions pour calculer le résultat dilué par action. Le résultat dilué par action est calculé de la même manière que le résultat de base par action, sauf que le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est majoré du nombre d'actions supplémentaires découlant de l'exercice supposé des options sur actions, si l'effet est dilutif. Le nombre d'actions supplémentaires est calculé en supposant que les options sur actions en circulation ont été exercées et que le produit de ces exercices a été utilisé pour acquérir des actions ordinaires au prix moyen du marché au cours de l'exercice. Dans ces états financiers consolidés, tous les montants relatifs aux actions et les montants par action ont été ajustés pour tenir compte de la division des actions pour toutes les périodes présentées.

Utilisation d'estimations

La préparation d'états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses; ces estimations et ces hypothèses ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers, de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Les estimations de la direction doivent notamment porter sur les principaux aspects suivants : l'évaluation des actifs acquis et des passifs pris en charge dans le cadre d'acquisitions d'entreprises, la dépréciation d'actifs, la durée de vie utile aux fins de l'amortissement et les impôts futurs.

3. MODIFICATION DE CONVENTIONS COMPTABLES

a) L'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») a publié les nouvelles normes comptables suivantes, qui ont pris effet le 1er janvier 2007 dans le cas de la Société. La Société a révisé tous ses contrats importants conclus depuis le 1er janvier 2004. L'adoption de ces nouvelles normes n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

i) Chapitre 3855, *Instruments financiers – comptabilisation et évaluation*. Ce chapitre décrit les normes de comptabilisation et d'évaluation des instruments financiers dans le bilan ainsi que les normes relatives à la présentation des gains et des pertes dans les états financiers. Selon la nouvelle norme, les actifs et passifs financiers sont initialement comptabilisés à la juste valeur. Ultérieurement, les instruments financiers sont classés dans la catégorie des actifs financiers disponibles à la vente et des actifs financiers détenus à des fins de transaction, et les instruments financiers dérivés, faisant ou non partie d'une relation de couverture, doivent être évalués à la juste valeur dans le bilan à chaque date de clôture, tandis que les autres instruments financiers sont évalués à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

La Société a établi les classifications suivantes :

- La trésorerie et les équivalents de trésorerie ainsi que les dérivés financiers sont classés dans la catégorie des actifs ou des passifs détenus à des fins de transaction. Les fonds gardés en réserve, qui sont inclus dans les autres actifs à long terme, sont également placés dans cette catégorie. Ces éléments sont évalués à la juste valeur; les gains ou pertes découlant de la réévaluation à la fin de chaque exercice sont comptabilisés dans le bénéfice net consolidé.
- Les débiteurs, la distribution à recevoir et le prêt à un tiers, qui sont inclus dans les autres actifs à long terme, sont classés dans les prêts et les créances et évalués à leur coût après amortissement.
- L'emprunt bancaire, les créditeurs et charges à payer, les retenues de garantie au titre de la construction et la dette à long terme sont classés dans la catégorie des autres passifs financiers. Ils ont initialement été évalués à la juste valeur et sont maintenant comptabilisés à leur coût après amortissement.

ii) Chapitre 1530, *Résultat étendu*. Ce chapitre décrit les recommandations d'information et de présentation relativement au résultat étendu et à ses composantes. Le résultat étendu correspond à la variation des capitaux propres découlant d'opérations sans rapport avec les apports des actionnaires ou les dividendes versés à ces derniers. Ces opérations et événements incluent les gains et les pertes non matérialisés découlant de la variation de la juste valeur de certains instruments financiers.

3. MODIFICATION DE CONVENTIONS COMPTABLES (SUITE)

iii) Chapitre 3865, *Couvertures*. Ce chapitre établit des normes qui précisent quand et comment on peut appliquer la comptabilité de couverture, ainsi que des normes sur les informations à fournir. La comptabilité de couverture permet de comptabiliser les gains, pertes, produits et charges rattachés aux instruments financiers dérivés dans la même période que ceux qui sont rattachés à l'élément couvert. La Société n'a désigné aucun de ses instruments financiers comme relation de couverture sur le plan comptable.

b) Adoption de nouvelles conventions comptables

Le chapitre 3862 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Instruments financiers – information à fournir*, établit les normes relatives aux informations à fournir sur les instruments financiers, y compris l'information concernant la juste valeur ainsi que les risques connexes de crédit, de liquidité et de marché. Le chapitre 3863, intitulé *Instruments financiers – présentation*, établit les normes relatives à la présentation des instruments financiers et des dérivés non financiers.

Ces deux chapitres s'appliquent aux états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2007. La Société a adopté ces normes de manière prospective le 31 décembre 2007. Du fait de l'adoption prospective du chapitre 3862, des renseignements supplémentaires ont été présentés à la note 18 concernant les instruments financiers.

c) Modifications comptables futures

Le chapitre 1535 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Informations à fournir concernant le capital*, oblige une entité à fournir 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 1er octobre 2007. La Société ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette norme ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

Le chapitre 3064 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Écarts d'acquisition et actifs incorporels*, remplace le chapitre 3062, intitulé *Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels* , et le chapitre 3450, intitulé *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'appliquera aux états financiers des exercices ouverts à compter du 1er octobre 2008. Par conséquent, la Société adoptera la nouvelle norme pour son exercice ouvert à compter du 1er janvier 2009. Ce chapitre établit des normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information 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. La Société évalue actuellement l'incidence future de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les normes comptables suivies par les sociétés ouvertes au Canada convergeront vers les Normes internationales d'information financière (« IFRS »). La date officielle de basculement des PCGR du Canada actuels aux IFRS vise les états financiers intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011. La Société adoptera ces nouvelles normes selon le calendrier prévu en vertu de ces nouvelles règles. La Société évalue actuellement l'incidence future de ces nouvelles normes sur ses états financiers consolidés.

4. ACQUISITION D'UNE ENTREPRISE

Dans le cadre de son premier appel public à l'épargne réalisé le 6 décembre 2007, la Société a émis 10 455 000 actions ordinaires au prix de 11,00 $ l'action, pour un produit net totalisant 102 967 237 $, déduction faite de la rémunération des preneurs fermes de 6 037 763 $ et des frais de 6 000 000 $ liés à l'émission. Simultanément à la conclusion de ce placement, des investisseurs institutionnels ont souscrit par voie de placement privé un nombre additionnel de 5 342 620 actions ordinaires de la Société, au prix de l'appel public, pour un montant total de 58 768 822 $.

La Société a utilisé le produit net et le produit tiré du placement privé pour conclure les opérations suivantes :

	$
Remboursement ou acquisition de billets de Innergex II Fonds de revenu	123 875 000
Financement des capitaux propres des projets en cours de développement	30 000 000
Dividendes versés aux actionnaires de la Société	3 781 079
Fonds de roulement et besoins généraux de la Société	4 079 980
	161 736 059

Immédiatement avant l'acquisition, la Société détenait 13 235 parts de Innergex II Fonds de revenu, comptabilisées au coût, d'un montant de 13 235 $, et a reçu une distribution à l'égard de ces parts d'un montant de 4 330 478 $.

À la clôture du placement, la Société a acquis les titres de capitaux propres que détenaient les investisseurs institutionnels dans Innergex II Fonds de revenu, ce qui représente 85 % des parts en circulation. Innergex II Fonds de revenu appartient maintenant en propriété exclusive à la Société. Le prix d'acquisition de 63 364 165 $ versés aux investisseurs institutionnels a été payé par l'émission de 5 760 379 actions ordinaires au prix de l'appel public.

L'acquisition de Innergex II Fonds de revenu a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition à son coût d'acquisition respectif le 6 décembre 2007. Le bénéfice et le résultat étendu de Innergex II Fonds de revenu ont été regroupés avec ceux de la Société depuis la date d'acquisition. Le prix d'achat total a été attribué de manière préliminaire comme suit :

	$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(764 390)
Fonds de roulement net	1 936 223
Immobilisations corporelles	107 212 085
Actifs incorporels	40 856 883
Frais de développement liés aux projets	36 586 610
Placements dans une entité sous influence notable	61 700 782
Écart d'acquisition	30 552 578
Autres actifs à long terme	2 402 584
	280 483 355
Retenues de garantie au titre de la construction	(3 015 097)
Instruments financiers dérivés	(1 514 638)
Dette à long terme	(204 569 000)
Impôts futurs	(8 002 220)
	(217 100 955)
Part des actionnaires sans contrôle	(5 000)
Élimination du placement de 15 % détenu dans Innergex II Fonds de revenu au moment de la consolidation d'une filiale en propriété exclusive	(13 235)
Actif net acquis	63 364 165
Renseignements supplémentaires	
Immobilisations corporelles acquises, impayées	10 207 659
Frais de développement liés aux projets acquis, impayés	497 496
Actifs acquis, impayés	10 705 155

Le prix d'achat attribué à l'écart d'acquisition n'a aucune valeur fiscale et se rapporte à l'aménagement et à la gestion des emplacements.

5. DÉBITEURS

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Créances clients	493 329	21 942
Impôts à recouvrer	27 831	–
Montant à recevoir d'une entité sous influence notable	1 782 480	215 568
Montant à recevoir d'un apparenté	–	276 734
Impôts indirects	1 330 145	–
Crédits d'impôt à l'investissement	1 715 311	–
Effets à recevoir d'une entité sous influence notable, sans intérêt	14 008 567	–
Autres	218 430	–
	19 576 093	514 244

La quasi-totalité des créances clients sont attribuables à Ontario Power Authority. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a indiqué que la province d'Ontario, dont la cote de crédit attribuée par Standard & Poor's («S&P») est actuellement de AA, honorera les obligations de l'Ontario Power Authority en vertu des accords d'achat d'énergie auxquels elle est partie.

Les impôts indirects et les crédits d'impôt à l'investissement seront reçus du gouvernement du Canada ou des gouvernements provinciaux.

Les effets à recevoir et les montants à recevoir d'une entité sous influence notable se rapportent aux filiales de Innergex Énergie, Fonds de revenu dans lesquelles la Société détient une participation de 16,1 %.

La Société n'a comptabilisé aucune provision pour créances douteuses, car d'après son expérience, le risque est faible à cet égard. La Société ne détient aucune garantie précise à l'égard de ses débiteurs.

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

			31 décembre 2007	31 décembre 2006
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
	$	$	$	$
Installations hydroélectriques	18 813 743	50 303	18 763 440	–
Installations hydroélectriques en construction	81 941 014	–	81 941 014	–
Parcs éoliens en construction	10 139 750	–	10 139 750	–
Autres équipements	1 216 304	637 180	579 124	606 418
	112 110 811	687 483	111 423 328	606 418

Les immobilisations corporelles incluent des coûts de financement de 322 824 $ (néant en 2006).

7. ACTIFS INCORPORELS

			31 décembre 2007	31 décembre 2006
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
	$	$	$	$
Actifs incorporels liés aux installations hydroélectriques	6 220 037	24 123	6 195 914	–
Actifs incorporels liés aux installations hydroélectriques en construction	23 085 598	–	23 085 598	–
Actifs incorporels liés aux parcs éoliens en construction	11 551 248	–	11 551 248	–
	40 856 883	24 123	40 832 760	–

8. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT LIÉS AUX PROJETS

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Projets en développement	21 829 859	–
Actifs incorporels liés aux projets en développement	15 505 727	–
	37 335 586	–

9. PLACEMENT DANS UNE ENTITÉ SOUS INFLUENCE NOTABLE

Le 6 décembre 2007, la Société a acquis 4 724 409 parts représentant 16,1 % des parts émises par Innergex Énergie, Fonds de revenu. La Société fournit des services de gestion et d'administration à Innergex Énergie, Fonds de revenu, comme il est décrit à la note 17, et elle est représentée au conseil d'administration.

Les titres de capitaux propres acquis dans Innergex Énergie, Fonds de revenu représentent un placement dans une entité sous influence notable, qui est comptabilisé selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation depuis la date de l'opération, le 6 décembre 2007. Le placement a initialement été comptabilisé au coût, et des ajustements y sont apportés pour tenir compte de la quote-part du bénéfice net ou de la perte de Innergex Énergie, Fonds de revenu revenant à la Société. La quote-part du bénéfice net ou de la perte de Innergex Énergie, Fonds de revenu revenant à la Société est rajustée pour tenir compte de l'amortissement des ajustements de la juste valeur relativement à la juste valeur de la quote-part de l'actif net identifiable de Innergex Énergie, Fonds de revenu ainsi acquis et revenant à la Société.

Le coût total est attribué à la quote-part de l'actif net identifiable ainsi acquis et revenant à la Société en fonction de sa juste valeur, au moyen de la méthode de l'acquisition. Les attributions du prix d'achat sont préliminaires et peuvent être modifiées une fois que les évaluations définitives de l'actif net identifiable acquis et que les autres ajustements du fonds de roulement et du prix d'achat ont été effectués.

9. PLACEMENT DANS UNE ENTITÉ SOUS INFLUENCE NOTABLE (SUITE)

L'attribution préliminaire de l'excédent du coût du placement dans Innergex Énergie, Fonds de revenu sur la valeur comptable nette sous-jacente des actifs acquis totalisait 26 186 227 $ au 6 décembre 2007 et comprenait principalement des actifs incorporels de 23 464 266 $, un passif d'impôts futurs de 7 273 922 $ et un écart d'acquisition différentiel de 9 995 883 $.

Le tableau suivant présente le placement dans Innergex Énergie, Fonds de revenu :

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Innergex Énergie, Fonds de revenu au coût	61 700 782	–
Quote-part du bénéfice net	1 823 354	–
Distribution	(379 923)	–
	63 144 213	–

La quote-part revenant à la Société dans les résultats de Innergex Énergie, Fonds de revenu pour la période de 26 jours terminée le 31 décembre 2007 se chiffrait à 1 823 354 $ et comprenait les éléments suivants :

	31 décembre 2007
	$
Quote-part des résultats d'exploitation de Innergex Énergie, Fonds de revenu	1 062 694
Ajustement non récurrent lié à la diminution des taux d'imposition applicables au placement dans Innergex Énergie, Fonds de revenu	821 249
Amortissement des actifs incorporels	(83 571)
Ajustement lié à la diminution des impôts sur les actifs incorporels	22 982
Quote-part du bénéfice net	1 823 354

La quote-part des résultats d'exploitation de Innergex Énergie, Fonds de revenu inclut un ajustement non récurrent de 1 078 739 $ lié à la diminution des taux d'imposition.

10. EMPRUNT BANCAIRE

Une filiale de la Société a une marge de crédit autorisée d'un montant maximal de 20 millions de dollars, garantie par une hypothèque grevant la totalité de ses placements et de ses débiteurs, exclusion faite des actifs déjà donnés en garantie d'autres dettes à long terme garanties. La facilité de crédit peut être renégociée chaque année et porte intérêt au taux préférentiel majoré d'une marge pour un total de 6,25 % au 31 décembre 2007. Au 31 décembre 2007, une tranche de 6,5 millions de dollars de cette marge de crédit a été utilisée pour garantir des lettres de crédit, et une tranche de 4,25 millions de dollars a été utilisée pour garantir des contrats à terme sur obligations. Le montant inutilisé et disponible en vertu de cette facilité de crédit bancaire s'élève à 7,25 millions de dollars. L'emprunt bancaire comprend des clauses restrictives financières et non financières susceptibles de limiter l'utilisation des flux de trésorerie de l'emprunteur.

11. CRÉDITEURS ET CHARGES À PAYER

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Clients et charges à payer	13 704 194	826 225
Tranche à court terme des retenues de garantie au titre de la construction	1 118 714	–
Sommes à payer à une entité sous influence notable	1 434	–
Sommes à payer à une entité sous gestion commune	–	521 395
	14 824 342	1 347 620

12. DETTE À LONG TERME

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Glen Miller Power, Limited Partnership a)	17 000 000	–
Umbata Falls Limited Partnership b)	15 435 000	–
Ashlu Creek Investments Limited Partnership c)	48 700 000	–
Effet à payer à un actionnaire, portant intérêt à 8 %, remboursé au cours de l'exercice	–	250 000
Effet à payer à une société sous contrôle commun, portant intérêt à 8 %, remboursé au cours de l'exercice	–	350 000
	81 135 000	600 000
Tranche à court terme de la dette à long terme	–	250 000
	81 135 000	350 000

a) Glen Miller Power, Limited Partnership

La dette à long terme a trait à un emprunt contracté en vue de fournir du financement à la construction et du financement à long terme.

En 2006, l'emprunt à la construction a été converti en emprunt à terme comportant 60 paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis, sur une période d'amortissement de 20 ans; sa durée est de 5 ans et il arrive à échéance en 2011. Le prêteur a accordé une exonération quant aux remboursements de capital pour une période de 5 ans, sauf si les conditions exigées ne sont pas respectées. L'emprunt à terme porte un taux variable correspondant au taux des acceptations bancaires majoré de 140 points de base pour un total de 6,15 % au 31 décembre 2007.

Glen Miller Power, Limited Partnership a accordé une hypothèque de premier rang et une sûreté réelle d'un montant de 20 400 000 $ à l'égard de la totalité de ses biens et de ses actifs relativement au projet. La valeur comptable nette des biens et des actifs de Glen Miller Power, Limited Partnership au 31 décembre 2007 est d'environ 25 400 000 $.

b) Umbata Falls Limited Partnership

Un prêteur a accepté de mettre à la disposition d'Umbata Falls Limited Partnership une facilité de crédit à terme dont le capital ne peut dépasser 51 000 000 $ (la quote-part de la Société est de 49 %). Les avances sont consenties sous forme d'acceptations bancaires pour des périodes d'environ 30, 60, 90 ou 180 jours. Les intérêts sur ce type d'avances sont calculés à un taux annuel correspondant au taux des acceptations bancaires, soit 5,61 % au 31 décembre 2007. Ces intérêts sont exigibles à l'avance le premier jour de la période prévue pour le paiement des intérêts.

Le prêteur a accepté de consentir une facilité de crédit renouvelable d'un capital ne pouvant dépasser 1 000 000 $, pour une période jusqu'à six mois suivant la mise en service. Aucun prélèvement n'avait été effectué au 31 décembre 2007.

Le prêteur a également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un capital ne pouvant dépasser 1 200 000 $ pour une période jusqu'à six mois suivant la mise en service et, par la suite, d'un capital ne pouvant dépasser 500 000 $ pour une période de cinq ans suivant la date d'achèvement des travaux, qui est définie comme la date tombant six mois après la mise en service. Au 31 décembre 2007, un montant de 1 170 875 $ avait été prélevé pour garantir deux lettres de crédit.

La garantie, constituée des documents requis à cet égard, comprend une charge ou sûreté réelle de premier rang, valide et rendue opposable, à l'égard de la participation de Umbata Falls Limited Partnership dans la totalité de ses biens et de ses actifs et de ceux de ses mandataires. Au 31 décembre 2007, la valeur comptable nette des biens et des actifs de Umbata Falls Limited Partnership, qui est en construction à cette date, totalise environ 51 700 000 $ (la quote-part de la Société est de 49 %).

12. DETTE À LONG TERME (SUITE)

c) Ashlu Creek Investments Limited Partnership

Les prêteurs ont accepté de mettre à la disposition d'Ashlu Creek Investments Limited Partnership une facilité de crédit à terme dont le capital ne peut dépasser 110 millions de dollars. Les avances sont consenties au taux préférentiel et sont versées à la suite d'une demande de prélèvement présentée par l'emprunteur. Ashlu Creek Investments Limited Partnership doit payer des intérêts sur le montant du capital impayé de chaque avance consentie au taux préférentiel, à un taux annuel égal à la somme du taux préférentiel en vigueur à ce moment majorée de la marge applicable, pour un total de 5,78 % au 31 décembre 2007, et payable lorsque ces avances au taux préférentiel deviennent dues et exigibles en totalité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit renouvelable, dont le capital ne peut dépasser 3 millions de dollars, jusqu'à la date d'échéance définitive de la facilité qui tombe au quinzième anniversaire de la date de conversion du crédit à terme, selon la définition qui en est donnée dans l'accord de crédit. Au 31 décembre 2007, un montant de 2 972 654 $ avait été utilisé pour garantir cinq lettres de crédit.

Cet emprunt est garanti par une débenture à vue d'un capital de 175 millions de dollars, qui crée une hypothèque de premier rang fixe et spécifique, un privilège et une cession, et prévoit l'octroi de sûretés réelles, à l'égard de la totalité des droits, titres de propriété et participations de Ashlu Creek Investments Limited Partnership et de ses commandités dans les actifs du projet et de tous les autres actifs de Ashlu Creek Investments Limited Partnership, y compris un acte constitutif d'hypothèque consenti par les mêmes parties et créant une hypothèque fixe et spécifique de premier rang grevant les mêmes biens meubles.

Au 31 décembre 2007, la valeur comptable nette des biens et des actifs de Ashlu Creek Investments Limited Partnership, qui est en construction, totalise environ 74 200 000 $.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2007, les remboursements de capital prévus au titre de la dette à long terme au cours des prochains exercices sont les suivants :

	$
2008	–
2009	950 050
2010	2 565 400
2011	19 565 400
2012	2 565 400
Par la suite	55 488 750
Total	81 135 000

13. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

La charge d'impôts sur les bénéfices montre un taux d'imposition effectif différent du taux calculé en vertu des lois fiscales canadiennes. Cet écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition effectif est expliqué dans le tableau suivant :

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	6 192 430	238 573
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	32,02%	32,02%
Charge d'impôts sur les bénéfices calculés selon le taux d'imposition prévu par la loi	1 982 816	76 391
Bénéfice imposable à un taux moindre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	(946 822)	–
Réduction des taux d'imposition futurs	(464 274)	–
Déduction accordée aux petites entreprises	–	(29 043)
Charges non déductibles	48 984	9 161
Autres	25 350	3 301
Impôts sur les bénéfices	646 054	59 810

L'incidence fiscale des écarts temporaires qui résultent en des actifs et des passifs d'impôts futurs importants est la suivante :

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Actif d'impôts futurs		
Pertes autres qu'en capital	4 228 024	–
Excédent de la valeur fiscale des coûts de financement sur leur valeur comptable	3 983 531	–
Excédent de la valeur fiscale des immobilisations corporelles sur leur valeur comptable	–	27 984
Excédent de la valeur fiscale des instruments financiers dérivés sur leur valeur comptable	1 358 418	–
Actif d'impôts futurs	9 569 973	27 984
Passif d'impôts futurs		
Excédent de la valeur comptable du placement dans des filiales et dans une entité sous influence notable sur leurs valeurs fiscales	683 789	–
Excédent de la valeur comptable d'immobilisations corporelles sur leur valeur fiscale	1 391 750	–
Excédent de la valeur comptable des actifs incorporels sur leur valeur fiscale	11 566 009	–
Excédent de la valeur comptable des frais de développement liés aux projets sur leur valeur fiscale	530 671	–
Passif d'impôts futurs	14 172 219	–
(Passif) actif d'impôts futurs net	(4 602 246)	27 984

Présentation aux états financiers	31 décembre 2007	31 décembre 2006
Actifs d'impôts futurs à long terme	3 214 616	27 984
Passifs d'impôts futurs à long terme	(7 816 862)	–
(Passif) actif d'impôts futurs net	(4 602 246)	27 984

Au 31 décembre 2007, la Société et ses filiales ont des pertes fiscales d'environ 15 400 000 $, qui peuvent être utilisées pour réduire le bénéfice imposable d'exercices futurs. Ces pertes peuvent être utilisées jusqu'en 2027.

14. CAPITAL-ACTIONS

Autorisé

Le capital autorisé de la Société comprend un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables au gré du porteur et rachetables au gré de l'émetteur.

Le 4 décembre 2007, avant la clôture du premier appel public à l'épargne, la Société a modifié son capital-actions de la manière suivante :

a) en créant un nombre illimité d'actions ordinaires;

b) en créant un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en série;

c) en convertissant les 8 081 actions de catégorie B émises en 1 942 001 actions ordinaires, à raison de 240,3169162 actions ordinaires pour chaque action de catégorie B;

d) en annulant les actions de catégorie B en tant que catégorie;

e) la Société a également racheté l'action de catégorie A pour 1 $ et annulé les actions de catégorie A en tant que catégorie.

14. CAPITAL-ACTIONS (SUITE)

Avant le 4 décembre 2007, le capital autorisé comprenait ce qui suit :

Actions de catégorie A, à droit de vote et sans droit de participation. En cas de liquidation ou de dissolution de la Société, les détenteurs d'actions de catégorie A avaient le droit de recevoir un montant correspondant à celui payé pour chaque action.

Actions de catégorie B, sans droit de vote, avec droit de participation et de rang inférieur aux actions de catégorie A en cas de liquidation ou de dissolution de la Société.

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Émis		
23 500 000 actions ordinaires (néant en 2006)	228 807 842	–
Aucune action de catégorie A (1 en 2006)	–	1
Aucune action de catégorie B (5 657 soit 1 359 473 après conversion en 2006)	–	6 845
	228 807 842	6 846

Le 1er mars 2007, la Société a émis 2 424 actions soit 582 528 actions après conversion de catégorie B pour une contrepartie en espèces de 2 424 $.

Dans ces états financiers, tous les montants relatifs aux actions et les montants par action ont été ajustés pour tenir compte de la division des actions pour toutes les périodes présentées.

Le tableau suivant indique les actions ordinaires émises au cours de l'exercice :

	31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	Nombre	$	Nombre	$
Au début de l'exercice	–	–	–	–
Émises le 4 décembre 2007 au moment de la conversion de 8 081 actions de catégorie B	1 942 001	9 269	–	–
Émises le 6 décembre 2007 dans le cadre d'un appel public à l'épargne	10 455 000	115 005 000	–	–
Émises le 6 décembre 2007 dans le cadre d'un placement privé	11 102 999	122 132 989	–	–
Coûts d'émission (déduction faite de 3 698 347 $ au titre des impôts)		(8 339 416)		–
À la fin de l'exercice	23 500 000	228 807 842	–	–

i) Surplus d'apport

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Au début de l'exercice	–	–
Juste valeur de la rémunération à base d'actions	130 302	–
Options sur actions exercées	–	–
À la fin de l'exercice	130 302	–

ii) Régime d'options sur actions

La Société a un régime d'options sur actions qui prévoit l'attribution d'options par le conseil d'administration aux employés, aux dirigeants, aux administrateurs et à certains consultants de la Société et de ses filiales en vue d'acquérir des actions ordinaires. Les options attribuées en vertu du régime d'options sur actions seront assorties d'un prix d'exercice ne pouvant être inférieur au prix du marché des actions ordinaires à la date d'attribution de l'option, calculé selon le cours moyen des actions ordinaires, pondéré en fonction du volume, à la TSX, des cinq jours de bourse précédant la date d'attribution.

Le nombre maximal d'actions pouvant être visées par des options aux termes du régime d'options sur actions sera de 2 350 000, ce qui représente 10 % des actions ordinaires émises et en circulation. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des initiés aux termes du régime d'options sur actions ne peut jamais dépasser 10 % des actions ordinaires émises et en circulation et ne peut, au cours d'une période de un an, dépasser 10 % des actions ordinaires émises et en circulation. Les actions ordinaires visées par une option qui expire ou est résiliée sans avoir été intégralement exercée peuvent être visées par une autre option. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des administrateurs indépendants de la Société aux termes du régime d'options sur actions ne peut jamais dépasser 1 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Les options doivent être exercées au cours d'un délai établi par le conseil d'administration, qui ne peut dépasser dix ans suivant la date d'attribution. Au gré du conseil d'administration, les droits rattachés aux options attribuées aux termes du régime d'options sur actions seront acquis annuellement en quatre tranches égales pendant le délai de quatre ans suivant la date d'attribution.

	31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré
		$		$
En circulation – au début de l'exercice	–	–	–	–
Octroyées	1 410 000	11	–	–
Exercées	–	–	–	–
Annulées	–	–	–	–
En circulation – à la fin	1 410 000	11	–	–
Options pouvant être exercées – à la fin de l'exercice	–	–	–	–

Les options suivantes étaient en circulation et pouvaient être exercées au 31 décembre 2007.

	En circulation		Pouvant être exercées		
	Nombre d'options	Prix d'exercice	Nombre d'options	Prix d'exercice	Année d'échéance
		$		$	
2007	1 410 000	11	–	–	2017

14. CAPITAL-ACTIONS (SUITE)

iii) La Société applique la méthode de comptabilisation à la juste valeur pour les options attribuées à la haute direction, lesquelles sont estimées au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes. Un montant de 130 302 $ a été inscrit au titre des charges de personnel et porté au crédit du surplus d'apport de la Société pour tenir compte des options attribuées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur, à la date d'attribution, des options octroyées aux bénéficiaires :

Taux d'intérêt sans risque	4,3 %
Dividende annuel prévu	Néant
Durée prévue des options	4 à 7 ans
Volatilité prévue	29,7 % à 36 %
Juste valeur moyenne pondérée par option	4,44 $

Aux fins des charges de personnel, la rémunération à base d'actions est amortie par dotation aux résultats selon la méthode de l'amortissement linéaire sur le délai d'acquisition des droits de quatre ans.

15. REMBOURSEMENT DE L'IMPÔT EN MAIN REMBOURSABLE AU TITRE DE DIVIDENDES

Tant que la Société demeurait une société privée sous contrôle canadien au sens de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, une partie de ses impôts pouvait lui être remboursée au moment du versement des dividendes imposables aux détenteurs d'actions. Ces impôts étaient portés au débit des bénéfices non répartis, tandis que le recouvrement était porté au crédit des bénéfices non répartis. Le montant correspondant aux impôts remboursables cumulés, de 273 410 $, avait été recouvré en date du 31 décembre 2007.

16. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES LIÉS AUX ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Débiteurs	2 205 730	(45 121)
Charges payées d'avance et autres	79 017	(5 753)
Créditeurs et charges à payer	28 505	(93 635)
	2 313 252	(144 509)
Renseignements supplémentaires		
Intérêts payés	266 870	20 175
Impôts payés	154 822	546 082
Opérations hors trésorerie		
Immobilisations corporelles impayées	9 129 723	15 984
Frais de développement impayés	664 847	–

17. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La Société a conclu les opérations suivantes avec des entités sous influence notable et des apparentés :

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation i)		
Services réguliers	887 184	873 814
Frais liés aux acquisitions d'entreprises	272 381	327 760
Services additionnels	111 492	78 710
Honoraires incitatifs	334 315	329 065
Total des produits au titre des honoraires de gestion	1 605 372	1 609 349
Innergex Énergie, Fonds de revenu ii)		
Produits au titre des honoraires de gestion	108 858	107 218
Innergex II Fonds de revenu iii)		
Produits au titre des honoraires de gestion	4 333 846	4 520 428
	6 048 076	6 236 995
Innergex II Fonds de revenu iv)		
Charge au titre de l'entente de partage incitative	89 952	90 493
Débiteurs à recevoir des apparentés :		
Innergex II Fonds de revenu	–	276 734
Montants à recevoir d'autres sociétés sous influence notable :		
Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation	335 332	6 973
Innergex Énergie, Fonds de revenu	413 665	55 598
Autres entités sous influence notable	1 033 483	152 997
	1 782 480	492 302
Créditeurs à payer aux apparentés :		
Innergex II Fonds de revenu :		
Honoraires incitatifs à verser	–	90 493
Créditeurs	–	430 902
Sommes à payer à une société sous influence notable	1 434	–
	1 434	521 395

17. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS (SUITE)

Ces opérations ont été conclues dans le cours normal des activités et inscrites à la valeur d'échange qui correspond à la contrepartie établie et acceptée par les apparentés.

La Société fournit des services de gestion et d'administration aux termes des conventions de gestion et d'administration suivantes.

i) Convention de gestion

Aux termes de cette convention, la Société fournit divers services à Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation (la « Fiducie d'exploitation »). La Société : i) supervise l'exploitation des installations et administre les placements de la Fiducie d'exploitation; ii) seconde la Fiducie d'exploitation dans l'élaboration, l'exécution et le suivi d'un plan stratégique à l'égard de la Fiducie d'exploitation; iii) seconde la Fiducie d'exploitation dans l'élaboration d'un plan d'affaires annuel qui comprend notamment la budgétisation des montants liés à l'exploitation et des dépenses en immobilisations; iv) seconde la Fiducie d'exploitation dans l'élaboration de stratégies d'acquisition, l'examen d'acquisitions possibles et la réalisation d'analyses de faisabilité d'acquisitions potentielles; v) supervise la réalisation d'acquisitions, la cession d'actifs et l'élaboration de financements connexes nécessaires dans le cadre de telles activités; vi) participe à tout financement relatif à la Fiducie d'exploitation ou à Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds »); et vii) seconde la Fiducie d'exploitation dans la préparation, la planification et la coordination des réunions des fiduciaires. En vertu de la convention de gestion, la Société est en droit de se faire rembourser les frais d'exploitation courants qu'elle engage dans l'exercice de ses fonctions, et ce, jusqu'à concurrence d'un montant annuel maximal, sous réserve d'une majoration annuelle correspondant au taux d'inflation de l'indice des prix à la consommation (l'« IPC »). Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le montant annuel maximal pouvant être facturé pour les services réguliers s'établit à 886 922 $ (873 814 $ en 2006). Des montants ont été facturés pour des acquisitions d'entreprises et des services additionnels non inclus dans les services réguliers. La Société a également le droit de recevoir des honoraires incitatifs annuels, lesquels sont établis en fonction des hausses de l'encaisse distribuable par part de fiducie du Fonds. Lesdits honoraires incitatifs correspondent à 25 % de la tranche de l'encaisse distribuable annuelle par part de fiducie du Fonds excédant 0,925 $ par part de fiducie. Les honoraires incitatifs se rapportant aux augmentations de l'encaisse distribuable par part de fiducie du Fonds ont pour objectif d'inciter la Société à maximiser l'encaisse distribuable par part de fiducie.

La convention de gestion est d'une durée initiale de 20 ans prenant fin en juillet 2023, laquelle pourra être ultérieurement reconduite pour des périodes successives de cinq ans. La convention de gestion a été prorogée jusqu'en juillet 2030 lorsque le premier appel public à l'épargne de la Société a été mené à bien le 6 décembre 2007. Les honoraires incitatifs sont maintenant calculés en fonction de l'encaisse distribuable avant les impôts sur les bénéfices relativement aux modifications apportées à l'imposition des fiducies d'intérêt public en 2007. Tous les montants facturés relativement aux services réguliers, aux acquisitions d'entreprises, aux services additionnels et aux honoraires incitatifs figurent dans le tableau de la page précédente.

ii) Convention d'administration

Aux termes de cette convention, la Société rend certains services administratifs et de soutien au Fonds, notamment ceux qui sont nécessaires pour : i) s'assurer que le Fonds respecte les obligations d'information continue prévues en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables; ii) fournir des services de relations avec les investisseurs; iii) fournir ou s'assurer que soit fournie aux porteurs de parts du Fonds toute l'information à laquelle ils ont droit, y compris l'information utile relativement aux impôts sur les bénéfices; iv) convoquer et tenir les assemblées à l'intention des porteurs de parts du Fonds et distribuer la documentation requise, y compris les avis de convocation et les circulaires d'information relatifs à ces assemblées; v) effectuer les calculs ayant trait aux distributions versées aux porteurs de parts du Fonds; vi) voir à toutes les tâches administratives et autres questions entourant tout rachat de parts de fiducie du Fonds; et vii) garantir le respect des limites de propriété par des non-résidents à l'égard du Fonds.

Tous les frais d'exploitation engagés par la Société dans le cadre de la prestation de ces services sont à la charge du Fonds jusqu'à concurrence d'un montant annuel maximal, sous réserve d'une majoration annuelle correspondant au taux d'inflation de l'IPC. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le montant maximal pouvant être facturé s'établit à 108 858 $ (107 218 $ en 2006). La Société est également en droit de se faire rembourser les charges raisonnables engagées pour le compte du Fonds, telles que les frais juridiques et de vérification. La convention d'administration est d'une durée initiale de 20 ans prenant fin en juillet 2023, laquelle pourra être ultérieurement reconduite pour des périodes successives de cinq ans. La convention d'administration a été prorogée jusqu'en juillet 2030 lorsque le premier appel public à l'épargne de la Société a été mené à bien le 6 décembre 2007.

iii) Total des produits au titre des honoraires de gestion – avant le 6 décembre 2007

Tous les frais d'exploitation qui n'ont pas été recouvrés par Innergex énergie renouvelable inc. ont été imputés à Innergex II Fonds de revenu.

iv) Charge au titre de l'entente de partage incitative – avant le 6 décembre 2007

Aux termes de cette entente, la Société avait l'obligation de verser à Innergex II Fonds de revenu 27,5 % de l'avantage tiré de la mesure incitative liée à la convention de gestion.

18. INSTRUMENTS FINANCIERS

a) Gestion du risque

L'objectif de la Société en matière de gestion du risque financier est de réduire son exposition à un niveau conforme à sa tolérance au risque. Le risque financier est le risque touchant le bénéfice de la Société et découlant de la fluctuation des taux d'intérêt et du degré de volatilité de ces taux. Dans le cours normal des affaires, la Société utilise une facilité de crédit pour financer ses activités. Elle a recours à des contrats à terme de taux d'intérêt pour diminuer son risque à l'égard des taux d'intérêt. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de négociation.

Les modalités des contrats sont les suivantes :

Valeur nominale des contrats réduisant le risque de fluctuation des taux d'intérêt	31 décembre 2007
	$
Contrats à terme sur obligations	
Six contrats à terme sur obligations portant intérêt à des taux compris entre 4,14 % et 4,37 %, échéant le 17 juin 2008	95 000 000
Contrat à terme sur obligations portant intérêt à 4,45 %, échéant le 20 juin 2008, assorti d'une garantie de 2 300 000 $ à l'égard de l'obligation	25 000 000
Contrat à terme sur obligations portant intérêt à 4,48 %, échéant le 25 juin 2008	20 000 000
	140 000 000
Swap de taux d'intérêt	
Un swap de taux d'intérêt portant intérêt à 4,10 %, échéant le 1er juin 2009, assorti d'une garantie de 1 950 000 $ à l'égard du swap	36 200 000
	176 200 000

b) Juste valeur des instruments financiers

Dans le but de réduire le risque de fluctuation des taux d'intérêt, la Société a conclu huit contrats à terme sur obligations et un swap de taux d'intérêt, ce qui représente une dette totale couverte de 176,2 millions de dollars (néant en 2006). Au 31 décembre 2007, la valeur négative des contrats à terme sur obligations en cours en fonction des taux du marché est de 3 501 225 $ (néant en 2006) et la valeur négative des swaps de taux d'intérêt est de 1 455 974 $ (néant en 2006). Ces montants sont comptabilisés dans le bilan au poste *Instruments financiers dérivés*, et la variation de la valeur est incluse dans l'état des résultats au poste *Gain sur instruments financiers dérivés*. Les contreparties aux contrats à terme sur obligations et aux swaps de taux d'intérêt sont d'importantes institutions financières; la Société ne prévoit aucun défaut de paiement de leur part.

Rutherford Creek Power Limited Partnership a convenu, à la suite de l'expiration ou de la résiliation de l'accord d'achat d'énergie de Rutherford Creek en juin 2024, de verser à la Société des redevances établies en fonction de la réalisation de produits atteignant certains seuils. Au 31 décembre 2007, la juste valeur de cet instrument financier est de 663 492 $ (néant en 2006). Ce montant est comptabilisé dans le bilan au poste *Autres actifs à long terme*, et la variation de la valeur est incluse dans l'état des résultats au poste *Gain sur instruments financiers dérivés*. Le paiement des redevances est garanti par la facilité, qui est subordonnée à un emprunt à terme de 50 000 000 $.

18. INSTRUMENTS FINANCIERS (SUITE)

Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments financiers dérivés :

Instruments financiers dérivés	Redevances	Contrat à terme sur obligations	Swap de taux d'intérêt	Total
	$	$	$	$
Actifs - instruments financiers dérivés				
Solde au 31 décembre 2006	–	–	–	–
Actif acquis le 6 décembre 2007	656 205	–	–	656 205
Gain non réalisé de l'exercice présenté dans l'état consolidé des résultats	7 287	–	–	7 287
Solde des actifs à long terme au 31 décembre 2007 (inclus dans les autres actifs à long terme)	663 492	–	–	663 492
Passifs - instruments financiers dérivés				
Solde au 31 décembre 2006	–	–	–	–
Passifs pris en charge le 6 décembre 2007	–	4 010 072	1 514 638	5 524 710
Gain non réalisé de l'exercice présenté dans l'état des résultats	–	508 847	58 664	567 511
Solde au 31 décembre 2007	–	3 501 225	1 455 974	4 957 199
Moins :				
Tranche à court terme	–	3 501 225	–	3 501 225
Solde des passifs à long terme au 31 décembre 2007	–	–	1 455 974	1 455 974

La juste valeur de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des débiteurs, des charges payées d'avance et autres, de l'emprunt bancaire et des créditeurs et charges à payer se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur échéance à court terme.

La juste valeur de la dette à long terme se rapproche de sa valeur comptable, car elle porte intérêt à des taux variables et est assortie de conditions de financement similaires à celles qui sont actuellement offertes à la Société.

c) Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la possibilité de perte en cas de défaut d'une autre partie de respecter les modalités du contrat.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont détenus par d'importantes institutions financières canadiennes auxquelles des cotes de crédit élevées sont attribuées.

Les débiteurs ainsi que leurs risques connexes sont décrits plus en détail à la note 5.

Les instruments financiers dérivés et leurs risques connexes sont décrits plus en détail à la note 18 b).

d) Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité a trait au montant des actifs liquides permettant à la Société d'honorer ses engagements liés à des passifs financiers en temps opportun. Certaines clauses restrictives financières peuvent empêcher la Société d'avoir accès à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie de ses filiales.

La Société a un fonds de roulement positif lui permettant de régler les passifs en temps opportun. Elle dispose également d'une facilité de crédit, décrite à la note 10, qui lui permet d'obtenir rapidement des fonds au besoin.

Le tableau suivant présente une analyse de l'échéance des passifs financiers :

	Jusqu'à trois mois	Plus de trois mois mais moins de un an	Plus de un an mais moins de cinq ans
	$	$	$
Dette bancaire	2 000 000	–	–
Créditeurs et charges à payer	12 696 272	2 128 071	–
Instruments financiers dérivés	–	3 501 225	1 455 974
Retenues de garantie au titre de la construction	–	–	1 989 626
Dette à long terme	–	–	25 646 250
Total	14 696 272	5 629 296	29 091 850

e) Risque de marché

Le risque de marché relatif aux emplacements en exploitation découle de la disponibilité des intrants et de la vente des extrants. La Société a conclu des ententes contractuelles à long terme visant les emplacements qu'elle exploite. Elle a recours à un nombre restreint d'autres intrants dans le cadre de ses activités. La vente d'électricité fait l'objet d'ententes à long terme dans le cadre desquelles les preneurs sont liés par des engagements d'achat ferme de la production totale, jusqu'à concurrence de certains plafonds annuels.

Le risque de marché relatif à l'aménagement des emplacements et à la construction est touché par de nombreux facteurs, notamment le prix de l'énergie provenant d'autres sources, le coût des matériaux nécessaires pour aménager les installations de production d'électricité et la disponibilité des emplacements pour lesquels on peut présenter une soumission à la suite d'éventuels futurs appels d'offres des services publics.

19. ENGAGEMENTS

a. Livraison d'électricité aux termes d'accords d'achat d'électricité

Des filiales ou coentreprises de la Société se sont engagées par contrat à vendre la totalité de l'électricité qui sera produite à British Columbia Hydro and Power Authority, à Hydro-Québec ou à Ontario Power Authority pour des périodes de 20 à 40 ans après la mise en service.

b. Parcs éoliens

Accords visant la construction

Des filiales ou coentreprises de la Société ont conclu des accords d'achat d'électricité avec Hydro-Québec. Afin de respecter son obligation aux termes de ces accords, la Société devra développer et construire des parcs éoliens. Collectivement avec TransCanada Energy Ltd (« TransCanada ») (la participation de la Société est de 38 %), la Société a conclu divers accords portant sur l'acquisition des turbines, la construction ainsi que l'exploitation de parcs éoliens.

Les filiales ou coentreprises se sont également engagées en vertu d'options visant des contrats de location à l'égard de projets en cours de développement.

19. ENGAGEMENTS (SUITE)

c. Projet Ashlu

Contrats de construction

Ashlu Creek Investments Limited Partnership a conclu plusieurs contrats en vue de construire une centrale hydroélectrique.

Accord de participation

Aux termes d'un accord conclu avec Ashlu Creek Investments Limited Partnership, la Première nation Squamish est habilitée à recevoir des redevances établies en fonction des produits d'exploitation tirés du projet Ashlu Creek, dès la date de mise en service commercial. La Première nation Squamish est également habilitée à recevoir une quote-part différentielle des produits d'exploitation bruts dépassant un seuil annuel des produits d'exploitation bruts fixé dans l'accord. Cet accord prévoit également que les actifs du projet Ashlu Creek seront cédés à la Première nation Squamish pour une valeur symbolique après 40 années de production commerciale.

d. Installation de Glen Miller

Contrat de location

Glen Miller Power, Limited Partnership a conclu un contrat de location de 30 ans se terminant en décembre 2035 à l'égard de l'emplacement qui est actuellement en production commerciale.

Glen Miller Power, Limited Partnership s'est engagée à rendre l'installation au locateur de l'emplacement, à la fin du contrat de location de 30 ans, à titre gratuit.

e. Umbata Falls Limited Partnership

Investissement

La Société s'est engagée à investir jusqu'à concurrence de 9 000 000 $ en espèces dans Umbata Falls Limited Partnership pour financer la construction de l'installation.

Contrats de construction

Umbata Falls Limited Partnership a conclu plusieurs contrats en vue de la construction d'une centrale hydroélectrique.

Frais de développement

Umbata Falls Limited Partnership remboursera les frais de développement relatifs à l'emplacement aux Premières nations Ojibways de Pic River dès la mise en service de l'installation.

f. Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

Accord visant la construction

À la suite du résultat satisfaisant d'une étude d'interconnexion, la Société versera à Kwoiek Creek Resources Inc., une société non liée, une indemnité le premier jour de la deuxième année de la phase de construction.

Accord de redevances

Kwoiek Creek Resources Limited Partnership a conclu un accord aux termes duquel elle versera à Kwoiek Creek Resources Inc. une redevance annuelle établie en fonction d'un pourcentage des produits d'exploitation bruts, déduction faite des coûts du projet pour les 20 premières années suivant la date de la mise en service commercial du projet Kwoiek Creek, ainsi qu'une redevance majorée pendant les 20 années suivantes.

Pour les 20 premières années de la phase d'exploitation, Kwoiek Creek Resources Limited Partnership ne paiera aucun intérêt sur sa dette de rang inférieur ni aucune distribution sur les parts privilégiées, sauf si la redevance a été versée.

Dissolution de la société en commandite

Quarante ans après le début des activités, Kwoiek Creek Resources Limited Partnership sera dissoute (sauf si elle l'était à une date antérieure). Au moment de la dissolution de Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, les biens et les actifs de cette société seront distribués à l'autre commanditaire.

g. Horseshoe Bend Hydroelectric Company ("HBHC")

Aux termes de la vente de son placement dans HBHC en 2004, une filiale de Innergex II Fonds de revenu, qui est maintenant une filiale en propriété exclusive de la Société, à titre d'entrepreneur, a conclu deux accords de service avec HBHC. Les contrats ont été exécutés en 2005 à l'entière satisfaction de HBHC. La filiale a offert une garantie de trois ans sur les travaux exécutés.

h. Contrats de location-exploitation

La Société s'est engagée en vertu de contrats de location-exploitation visant des locaux qui arriveront à échéance en 2011.

i. Résumé des engagements

Au 31 décembre 2007, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	$	$	$	$
2008	43 696 437	61 705 160	425 663	105 827 260
2009	18 729 586	1 640 901	425 663	20 796 150
2010	90 203	1 631 455	425 663	2 147 321
2011	592 007	1 648 143	272 685	2 512 835
2012	93 847	949 427	–	1 043 274
Par la suite	1 784 223	3 363 078	–	5 147 301
Total	64 986 303	70 938 164	1 549 674	137 474 141

20. INFORMATION SECTORIELLE

La Société compte deux secteurs isolables : a) la production hydroélectrique et b) l'aménagement et la gestion des emplacements.

Le secteur de la production hydroélectrique vend l'électricité produite des installations hydroélectriques à des services publics. Le secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements explore les emplacements potentiels, les aménage jusqu'au stade de l'exploitation et en assure la gestion.

Les conventions comptables relatives aux secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans le sommaire des principales conventions comptables. La Société évalue le rendement en fonction du bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments. La Société comptabilise au coût les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements à celui de la production hydroélectrique sont comptabilisées au coût.

Les secteurs isolables de la Société utilisent différents moyens de production ou exercent différents types d'activités. Ils ne sont pas gérés par les mêmes équipes, car leurs activités nécessitent des compétences distinctes.

	Exercice terminé le 31 décembre 2007		
	Production hydroélectrique	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	$	$	$
Produits découlant de clients externes	168 673	7 880 169	8 048 842
Frais d'exploitation	50 076	–	50 076
Bénéfice d'exploitation	118 597	7 880 169	7 998 766
Frais généraux et administratifs	2 855	6 311 119	6 313 974
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	115 742	1 569 050	1 684 792
Actifs à long terme	25 313 901	263 349 920	288 663 821
Écart d'acquisition	–	30 552 578	30 552 578
Total de l'actif	25 571 910	317 687 597	343 259 507
Acquisitions d'actifs à long terme	–	4 480 188	4 480 188

Il n'y avait aucun secteur en 2006 étant donné que ces secteurs ont été acquis le 6 décembre 2007.

21. PLACEMENTS DANS DES COENTREPRISES

Activités des coentreprises

Les états financiers consolidés de la Société comprennent sa quote-part des actifs, passifs, produits et charges des activités des coentreprises. Les montants inclus dans ces états financiers relativement aux coentreprises sont les suivants :

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
	$	$
Actifs		
À court terme	3 736 806	–
À long terme	54 084 421	–
	57 821 227	–
Passifs		
À court terme	3 233 752	–
À long terme	16 890 974	–
	20 124 726	–
Bénéfice		
Produits	10 419	–
Instruments financiers dérivés	41 513	–
Charges	(72 831)	–
Perte nette	(20 899)	–
Flux de trésorerie		
Activités d'exploitation	(639 111)	–
Activités de financement	382 336	–
Activités d'investissement	(2 264 237)	–

22. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle de la période courante.

Glossaire

« centrales en opération » S'entend des centrales de production d'énergie dans lesquelles la société a un intérêt économique et qui ont été mises en service de façon commerciale.

« CAÉ » S'entend d'un contrat d'achat d'énergie, d'un contrat d'approvisionnement en électricité, d'un contrat d'achat d'électricité ou d'un contrat d'approvisionnement en énergie renouvelable.

« Fonds » S'entend d'Innergex Énergie, Fonds de revenu et de ses filiales.

« GW » S'entend d'un milliard de watts, de 1 000 MW ou d'un gigawatt.

« GWh » S'entend d'un gigawatt par heure.

« Innergex II » S'entend d'Innergex II Fonds de revenu et de ses filiales.

« kV » S'entend d'un kilovolt ou de 1 000 volts.

« kWh » S'entend d'un kilowatt par heure ou de 1 000 watts par heure.

« MW » S'entend d'un million de watts ou d'un mégawatt.

« normes en matière d'offre d'énergie renouvelable » S'entend des normes, politiques, objectifs ou règlements établis par l'entité ou le gouvernement respectif à cette fin, ciblant ou demandant la mise en valeur, l'augmentation ou l'achat de formes renouvelables de production d'électricité dans cette province.

« OPA » S'entend de l'Ontario Power Authority.

« PCGR canadiens » S'entend des principes comptables généralement reconnus du Canada.

« programme d'offre standard » S'entend d'un programme ou d'un mécanisme, mis sur pied par un gouvernement provincial ou une entité créée par ce gouvernement à cette fin, par l'entremise duquel un processus contractuel standard et simplifié et des modalités contractuelles sont offerts aux producteurs indépendants d'énergie pour conclure des CAÉ à l'égard de projets de production d'électricité renouvelable relativement petits.

« projets en développement avec CAÉ » S'entend des projets de production d'énergie hydroélectrique et éolienne de la société décrits dans le présent rapport annuel pour lesquels des CAÉ ont été obtenus et qui sont en voie de construction ou dont les dates du commencement de l'exploitation commerciale ont été prévues.

« projets potentiels » S'entend des projets hydroélectriques ou d'énergie éolienne de la société qui ont obtenu des droits d'utilisation des terrains ou pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou une proposition a été soumise aux termes d'une demande de propositions.

« TSX » S'entend de la bourse de Toronto.

« TWh » S'entend de 1 000 gigawatts par heure ou de 1 000 000 de mégawatts par heure.

Renseignements généraux

Certains renseignements compris dans ce rapport annuel sont de nature prospective et exposés aux risques, aux incertitudes et à d'autres facteurs importants, de sorte que le rendement actuel d'Innergex énergie renouvelable inc. pourrait différer sensiblement du rendement prévisionnel exprimé ou avancé dans de tels énoncés prospectifs. Les principaux facteurs de risques peuvent être retrouvés dans la section « Rapport de gestion » de ce présent rapport annuel.

Inscription boursière

Les actions d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

Société de fiducie Computershare du Canada
1500, rue University, Bureau 700, Montréal, Québec, H3A 3S8
Téléphone : 1 800 564-6253 ou 514 982-7555
Courriel : service@computershare.com

Vérificateurs

Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.

Communication en format électronique

Les actionnaires d'Innergex énergie renouvelable inc. peuvent choisir de recevoir des documents au sujet de la Société (tels que les rapports trimestriels et annuels et la circulaire de la direction) en format électronique par Internet au lieu d'une copie papier par la poste. Les actionnaires qui désirent se prévaloir de ce service devraient communiquer avec la Société de fiducie Computershare du Canada.

Relations avec les investisseurs

Si vous avez des questions, veuillez consulter le site web d'Innergex énergie renouvelable inc. à l'adresse www.innergex.com ou communiquer avec :

Jean Trudel
Vice-président – Finances et relations avec les investisseurs
Innergex énergie renouvelable inc.

Innergex énergie renouvelable inc.
1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil, Québec, J4K 5G4
Tél. : 450 928-2550
Téléc. : 450 928-2544
info@innergex.com

Assemblée générale annuelle

L'assemblée générale annuelle des actionnaires se tiendra à 15h, le mercredi 11 juin 2008 au :

Club Saint-Denis
Salle Jean-René Ouimet, 257, rue Sherbrooke Est, Montréal, Québec, H2X 1E3

Ce rapport annuel est entièrement imprimé sur du papier recyclé et certifié FSC, issu de forêts gérées de façon responsable.

An English version of this annual report is available upon request. Please contact the Investors Relations Department.

FSC
Recyclé
Contribue à l'utilisation responsable
des ressources forestières
100%
www.fsc.org Cert no. SGS-COC-2844
© 1996 Forest Stewardship Council

Innergex énergie renouvelable inc.: 1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil [Québec] J4K 5G4 Tél.: 450 928-2550 Téléc.: 450 928-2544

www.innergex.com