



INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

NOTICE ANNUELLE INITIALE

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007

Le 27 mars 2008

## TABLE DES MATIÈRES

1.	STRUCTURE DE L'ENTREPRISE.....	- 4 -
2.	DÉVELOPPEMENT DES ACTIVITÉS.....	- 4 -
	Développement des activités .....	- 4 -
	Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices .....	- 5 -
3.	ACQUISITIONS IMPORTANTES .....	- 6 -
4.	SURVOL DE L'INDUSTRIE ET TENDANCES DU MARCHÉ .....	- 7 -
	Industrie de la production d'énergie renouvelable.....	- 7 -
	Énergie renouvelable au Canada.....	- 7 -
	Cadre réglementaire et marchés pour l'énergie renouvelable sur les principaux marchés de la Société .....	- 9 -
	Avantages de la production d'énergie hydroélectrique .....	- 11 -
	Avantages de la production d'énergie éolienne .....	- 11 -
5.	DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET ACTIFS DE LA SOCIÉTÉ.....	- 12 -
	Portefeuille d'actifs .....	- 12 -
	Centrales en exploitation.....	- 15 -
	Projets en développement avec CAÉ .....	- 16 -
	Projets prospectifs.....	- 26 -
	Relation avec le Fonds.....	- 36 -
	Environnement concurrentiel .....	- 38 -
	Caractère saisonnier et cyclique .....	- 39 -
	Protection de l'environnement.....	- 39 -
	Personnel.....	- 39 -
6.	FACTEURS DE RISQUE .....	- 39 -
	Mise en œuvre de la stratégie.....	- 40 -
	Haute direction et employés clés .....	- 40 -
	Investissement dans le Fonds.....	- 40 -
	Construction et conception.....	- 40 -
	Relation avec Hydro-Québec.....	- 41 -
	Aménagement de nouvelles centrales .....	- 41 -
	Projets prospectifs.....	- 41 -
	Défaut d'exécution des contreparties.....	- 41 -
	Relations avec les partenaires .....	- 42 -
	Approvisionnement en éoliennes .....	- 42 -
	Permis.....	- 42 -
	Réglementation et politique.....	- 42 -
	Obtention de nouveaux CAÉ.....	- 43 -
	Capacité à obtenir les terrains appropriés .....	- 43 -
	Rendement du projet.....	- 43 -
	Dépendance envers les CAÉ .....	- 43 -
	Bris d'équipement .....	- 44 -
	Dépendance envers les systèmes de transmission .....	- 44 -
	Redevances d'utilisation d'énergie hydraulique .....	- 44 -
	Disponibilité des ressources .....	- 44 -
	Évaluation des ressources éoliennes et de la production d'énergie éolienne connexe .....	- 44 -
	Barrages sécuritaires .....	- 45 -
	Santé, sécurité et environnement .....	- 45 -
	Catastrophes naturelles; force majeure .....	- 45 -
	Ressources en capital.....	- 46 -
	Taux d'intérêt et risque lié au refinancement .....	- 46 -

	Effet de levier financier et clauses restrictives .....	- 46 -
	Taux de change .....	- 47 -
	Limites de l'assurance.....	- 47 -
	Litiges.....	- 47 -
	Responsabilités non divulguées relativement à l'Acquisition d'Innergex II.....	- 47 -
	Responsabilités non divulguées relativement à la disposition préalable des centrales .....	- 47 -
	Conflits d'intérêts éventuels .....	- 48 -
7.	DIVIDENDES.....	- 48 -
8.	STRUCTURE DU CAPITAL .....	- 48 -
	Actions ordinaires .....	- 48 -
	Actions privilégiées .....	- 48 -
9.	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS ORDINAIRES.....	- 49 -
10.	ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION .....	- 49 -
	Administrateurs .....	- 49 -
	Membres de la haute direction.....	- 50 -
11.	CONFLITS D'INTÉRÊTS.....	- 52 -
12.	POURSUITES .....	- 52 -
13.	DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES....	- 52 -
14.	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES .....	- 52 -
15.	CONTRATS IMPORTANTS .....	- 52 -
16.	INTÉRÊT DES EXPERTS .....	- 53 -
17.	INFORMATION SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION.....	- 54 -
18.	RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES .....	- 55 -
19.	GLOSSAIRE.....	- 55 -
	ANNEXE A STRUCTURE ORGANISATIONNELLE .....	- 60 -
	ANNEXE B MANDAT DU COMITÉ DE VÉRIFICATION.....	- 62 -

## INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

### NOTICE ANNUELLE AU 31 DÉCEMBRE 2007

*Sauf indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est en date du 31 décembre 2007.*

*Les termes utilisés aux présentes sans y être définis ont le sens qui leur est attribué au « Glossaire » inséré à la fin du présent document.*

*À moins d'indication contraire ou que le contexte ne s'y oppose, la « Société » s'entend d'Innergex énergie renouvelable inc. et ses filiales. Les termes utilisés aux présentes sans y être définis ont le sens qui leur est attribué au « Glossaire » inséré à la fin du présent document.*

*En vue d'informer les actionnaires et les investisseurs éventuels sur les perspectives d'avenir de la Société, les rubriques de la présente notice annuelle peuvent contenir des énoncés prospectifs au sens des lois sur les valeurs mobilières. Ces énoncés prospectifs expriment, en date de la présente notice annuelle, 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 « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle. 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 de la présente notice annuelle 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 de la présente notice annuelle ou par suite d'événements imprévus, à moins que la loi ne l'exige.*

#### 1. STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

La Société a été constituée au Canada en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* en vertu de statuts constitutifs datés du 25 octobre 2002. Le 25 octobre 2007, les statuts constitutifs de la Société ont été modifiés pour changer le nom de cette dernière de Management Innergex Inc. à Innergex énergie renouvelable inc. Le siège social de la Société est situé au 1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil (Québec) J4K 5G4. La Société a également un bureau à Vancouver, en Colombie-Britannique.

Un organigramme illustrant la structure organisationnelle de la Société et de ses filiales importantes, ainsi que certaines autres participations importantes de la Société, figure à l'annexe A jointe aux présentes.

#### 2. DÉVELOPPEMENT DES ACTIVITÉS

##### *Développement des activités*

La Société est un promoteur et exploitant indépendant de centrales d'énergie renouvelable qui concentre principalement ses activités dans les domaines de l'énergie hydroélectrique et éolienne. La Société exploite, pour son compte ou pour le compte d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds »), plusieurs centrales dans les provinces de Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ainsi que dans l'État de l'Idaho.

L'équipe de direction de la Société est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé et mis en service, ou remis à neuf, par le biais de différentes entreprises, 11 centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 347,9 MW. La Société est propriétaire d'une centrale de 8 MW actuellement en service et, avec ses partenaires, de neuf projets d'une puissance de production d'énergie totalisant 565 MW pour lesquels des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») ont été obtenus. Ces projets sont en construction ou seront en construction au cours des cinq prochaines années et devraient être mis en service commercial entre 2008 et 2012.

L'équipe de direction de la Société a également créé le Fonds, qui a réalisé son premier appel public à l'épargne en juillet 2003, afin d'acquérir des centrales hydroélectriques aménagées ou remises à neuf par l'équipe de direction de la Société. La Société détient également une participation de 16,1 % dans le Fonds, qui lui-même détient des participations dans 10 centrales hydroélectriques et dans deux parcs éoliens ayant une puissance installée totale de 339,9 MW. La Société détient également des participations dans des projets de production d'énergie prospectifs totalisant 1 637,8 MW qui sont à un stade préliminaire de développement. Voir la rubrique « Description des activités — Portefeuille d'actifs ».

La Société gère le Fonds et supervise l'exploitation de ses centrales depuis le premier appel public à l'épargne du Fonds en 2003 aux termes de certaines conventions de gestion, d'administration et de services conclues avec le Fonds. Voir la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Relation avec le Fonds — Gestion du Fonds ».

### *Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices*

#### Premier appel public à l'épargne

Le 6 décembre 2007, aux termes d'un prospectus daté du 28 novembre 2007, la Société a réalisé son premier appel public à l'épargne (le « Placement ») visant 10 455 000 actions ordinaires à un prix de 11,00 \$ l'action ordinaire (le « Prix d'offre ») pour un produit brut total de 115 005 000 \$. En outre, simultanément à la clôture du Placement, la Société a émis au total 5 342 620 actions ordinaires au Prix d'offre à Régime de rentes du Mouvement Desjardins, Caisse de dépôt et placement du Québec (« CDPOQ »), Sun Life du Canada, compagnie d'assurance-vie, Groupe TD Capital Limitée et Kruger Inc. Master Trust (collectivement, les « Investisseurs institutionnels ») par voie de placement privé pour un produit total de 58 768 822 \$ (le « Placement privé »). Les actions ordinaires de la Société sont négociées à la Bourse de Toronto (la « TSX ») sous le symbole « INE.TO ». Aux termes du Placement, les Investisseurs institutionnels ont accordé aux Preneurs fermes le droit d'acheter jusqu'à un maximum de 1 045 000 actions ordinaires pendant une période de 30 jours suivant la clôture du Placement. Le 4 janvier 2008, les Preneurs fermes ont levé leur option en cas d'attribution excédentaire et ont acheté, auprès des Investisseurs institutionnels, 470 520 actions ordinaires moyennant un prix d'achat total de 5 175 720 \$.

#### Acquisition d'Innergex II

Simultanément à la clôture du Placement, la Société a acheté, avec une tranche du produit du Placement, la totalité des participations des Investisseurs institutionnels dans Innergex II Fonds de revenu (« Innergex II ») que la Société ne détenait pas auparavant et a remboursé ou acheté, selon le cas, la totalité de la dette due par Innergex II aux Investisseurs institutionnels (collectivement, l'« Acquisition d'Innergex II »). Aux termes de l'Acquisition d'Innergex II, la Société a acquis des participations dans une centrale de 8 MW actuellement en service et dans huit projets énergétiques représentant une puissance de production d'énergie totale de 565 MW devant être mis en service commercial entre 2008 et 2012 et pour lesquels des CAÉ ont déjà été obtenus. Voir également la rubrique « Acquisitions importantes — Acquisition d'Innergex II ».

### Acquisition de participations dans le Fonds

Simultanément à la clôture du Placement, le Fonds a fait l'acquisition de la participation de 38 % que détenait Innergex II dans le Parc éolien Baie-des-Sables de 109,5 MW et d'une participation de 38 % dans le Parc éolien Anse-à-Valleau de 100,5 MW (collectivement, l'« Acquisition des centrales »). Dans le cadre de l'Acquisition des centrales et du Placement, la Société a acquis une participation de 16,1 % dans le Fonds. Voir également la rubrique « Acquisitions importantes ». Grâce à sa participation de 16,1 % dans le Fonds, la Société a acquis un intérêt économique dans 12 installations de production d'énergie en service, lesquelles installations ont une puissance installée totale de 339,9 MW. La Société a également conclu des conventions aux termes desquelles elle a convenu de continuer à fournir certains services de gestion au Fonds ainsi qu'une Entente de coopération aux termes de laquelle chaque partie accorde à l'autre partie un droit de première offre à l'égard de ses projets de production d'énergie. Voir la rubrique « Description des activités — Relation avec le Fonds — Gestion du Fonds ».

### Projets récemment achevés

La Société, à titre de gestionnaire d'Innergex II, et TransCanada Energy Ltd. (« TransCanada ») ont récemment achevé le développement de deux projets éoliens, soit le Parc éolien Baie-des-Sables et le Parc éolien Anse-à-Valleau. Ces deux parcs éoliens ont été développés avec succès dans les délais de construction prévus et dans les limites de leur budget respectif. Les participations d'Innergex II dans ces parcs éoliens ont été vendues au Fonds simultanément à la clôture du Placement. Voir les rubriques « Acquisition de participations dans le Fonds » et « Acquisitions importantes ».

Le Parc éolien Baie-des-Sables est un parc éolien de 109,5 MW situé à Baie-des-Sables et à Métis-sur-Mer, au Québec, qui a été développé conjointement par Innergex II et TransCanada. La construction du Parc éolien Baie-des-Sables a commencé en mars 2006 et s'est terminée comme prévu en novembre 2006. Le total des coûts de construction du Parc éolien Baie-des-Sables a été de 185,5 millions de dollars, conformément au budget. L'électricité produite par le Parc éolien Baie-des-Sables est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ.

Le Parc éolien Anse-à-Valleau est un parc éolien de 100,5 MW situé à Anse-à-Valleau, au Québec, qui a été développé conjointement par Innergex II et TransCanada. La construction du Parc éolien Anse-à-Valleau a commencé en octobre 2006 et le parc éolien a été mis en service commercial comme prévu en novembre 2007. Le total des coûts de construction du Parc éolien Anse-à-Valleau a été de 185,3 millions de dollars, conformément au budget. L'électricité produite par le Parc éolien Anse-à-Valleau est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ.

Avant l'Acquisition d'Innergex II, la Société, en sa qualité de gestionnaire d'Innergex II, a également, en partenariat avec des investisseurs locaux de la Colombie-Britannique, complété en 2005 la Centrale Rutherford Creek, une centrale hydroélectrique de 49,9 MW située près de Pemberton, en Colombie-Britannique. Avant sa vente au Fonds le 15 décembre 2005, Innergex II détenait une participation de 50 % dans la Centrale Rutherford Creek. La construction de cette centrale de 49,9 MW a débuté à l'automne 2002 et a été partiellement mise en service avec uniquement une des deux turbines le 31 mai 2004. La deuxième turbine a été installée et mise en service en 2005.

### **3. ACQUISITIONS IMPORTANTES**

À la clôture du Placement, la Société a réalisé l'Acquisition d'Innergex II, en faisant l'acquisition, auprès des Investisseurs institutionnels, de leurs participations dans celle-ci (de sorte qu'Innergex II est devenue une filiale en propriété exclusive de la Société) pour un prix d'achat de 63 364 165 \$, lequel a été payé par l'émission aux Investisseurs institutionnels de 5 760 379 actions ordinaires de la Société au Prix d'offre. À la clôture du Placement, la Société a également remboursé et acheté, selon le cas, la totalité de la dette due par Innergex II aux Investisseurs institutionnels pour un montant total de 123 875 000 \$ avec une tranche du produit net tiré du Placement et du Placement privé.

Simultanément à la clôture du Placement, le Fonds a réalisé l'Acquisition des parcs éoliens aux termes de laquelle il a acquis une participation de 38 % dans le Parc éolien Baie-des-Sables de 109,5 MW et une participation de 38 % dans le Parc éolien Anse-à-Valleau de 100,5 MW détenues par Innergex II pour un prix d'acquisition de 61,7 millions de dollars, sous réserve de rajustements au fonds de roulement (172,9 millions de dollars au total avec la dette sans recours en cours à l'égard des deux parcs éoliens acquis et une dette additionnelle contractée par le Fonds). Le prix d'acquisition de 61,7 millions de dollars a été acquitté au moyen de l'émission par le Fonds de 4 724 409 parts de fiducie du Fonds à Innergex II, lesquelles ont été transférées à la Société dans le cadre du Placement. Les 4 724 409 parts de fiducie du Fonds transférées à la Société représentent une participation d'environ 16,1 % dans le Fonds.

Le 18 février 2008, la Société a déposé une déclaration d'acquisition d'entreprise auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières relativement à l'Acquisition d'Innergex II et à l'acquisition de 4 724 409 parts du Fonds, laquelle peut être consultée sur le site Web de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

#### 4. SURVOL DE L'INDUSTRIE ET TENDANCES DU MARCHÉ

##### *Industrie de la production d'énergie renouvelable*

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 (p. ex., 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. La demande pour les sources d'énergie renouvelable en Amérique du Nord ne cesse de croître et est en grande partie régie par une tendance à long terme vers des politiques plus strictes en matière de protection de l'environnement. Bien que les traditionnels services publics réglementés continuent de dominer les marchés nord-américains de la production d'électricité, il est à prévoir que les producteurs indépendants d'électricité joueront à l'avenir un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement en électricité. 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 d'électricité indépendants.

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 divers facteurs, notamment i) l'augmentation des mesures incitatives commanditées par les gouvernements, ii) la disponibilité de 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 transmission, permettant aux producteurs d'énergie indépendants d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité; et iv) l'efficacité des producteurs d'énergie indépendants.

##### *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, les marchés provinciaux concurrentiels, l'augmentation des prix des combustibles fossiles, les préoccupations du public relativement à la production d'énergie nucléaire, la qualité de l'air et les gaz à effet de serre, les améliorations des technologies d'énergie renouvelable et les délais plus courts de construction pour certains projets d'énergie renouvelable. Certaines 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.

## Producteurs indépendants d'électricité

Selon la structure traditionnelle du marché de l'industrie de l'électricité, les services publics monopolistiques à intégration verticale ont i) produit (production d'électricité), ii) transmis (transport de l'électricité des centrales aux postes de transformation), et iii) distribué l'électricité (transport des postes de transformation aux clients). Certains facteurs, notamment, la hausse des tarifs d'électricité et du combustible fossile, les projets technologiques et les préoccupations au sujet du contrôle des coûts quant au financement d'investissements futurs dans les domaines de la production et du transport, ont amené divers territoires à restructurer leurs marchés de l'électricité pour aller vers une concurrence complète ou une concurrence réglementée. L'introduction de production d'énergie nouvelle par des tiers, soit des « producteurs d'énergie indépendants », qui sont indépendants du gouvernement et différents des traditionnels services publics réglementés à intégration verticale fait partie intégrante des efforts de restructuration.

Au cours des dernières années, il y a eu une évolution vers la concurrence sur le marché de détail et de gros en Alberta et en Ontario, et d'autres provinces ont entrepris, à des degrés différents, la séparation des activités en accordant des CAÉ ainsi qu'un meilleur accès aux lignes de transport et de distribution à des producteurs indépendants d'énergie.

## Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada

Le gouvernement fédéral du Canada appuie la production d'électricité provenant de ressources renouvelables, tel qu'en fait foi l'offre de mesures incitatives aux producteurs d'énergie renouvelable. Le budget fédéral canadien 2007, approuvé, a alloué une somme de 4,5 milliards de dollars au soutien des programmes écoÉNERGIE. Parmi ceux-ci on retrouve le programme pour l'énergie renouvelable (l'« Initiative écoÉNERGIE ») de 1,5 milliard de dollars qui vise à soutenir le développement d'investissements de 4 000 MW d'énergie renouvelable dans tout le Canada au cours des 14 prochaines années (sous réserve de l'approbation budgétaire annuel). Ce programme a été mis en place pour encourager la production d'environ 14,3 TWh d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable à incidences limitées, comme l'énergie éolienne, hydroélectrique, de biomasse, solaire et marine. Dans le cadre de l'Initiative écoÉNERGIE, une prime de 1 cent par kWh (10 \$ par MWh) est offerte, durant une période de 10 ans, pour tous les projets qui sont mis en opération entre le 1<sup>er</sup> avril 2007 et le 31 mars 2011.

## Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable provinciales et demandes de propositions

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 (« NOER ») qui sont généralement appliquées en tant que but ou cible plutôt qu'en tant qu'exigences obligatoires. De façon générale, les NOER établissent une cible d'augmentation de la proportion d'électricité renouvelable par rapport à l'ensemble de l'électricité produite afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps.

Plusieurs provinces ont récemment publié, ou préparent actuellement, de nouvelles demandes de proposition (« DP ») d'importance ou des Programmes d'offre standard en vue d'augmenter la puissance installée de production d'électricité en provenance de sources renouvelables. Les cibles provinciales actuelles visant l'énergie propre ou renouvelable dans leurs 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 d'énergie à l'avenir; la Saskatchewan cible une production d'énergie durable et renouvelable de 50 % d'ici 2025; l'Ontario cible une production d'énergie renouvelable de 10 % d'ici 2010; le Québec cherche à obtenir une puissance de production éolienne installée de 4 000 MW d'ici 2015; le Nouveau-Brunswick vise une production d'énergie renouvelable de 10 % d'ici 2016; la Nouvelle-Écosse exige une production d'énergie renouvelable de 20 % d'ici 2013; et l'Île-du-Prince-Édouard exige une production d'énergie renouvelable de 30 % d'ici 2016.



## Hydroélectricité et énergie éolienne au Canada

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 et d'énergie éolienne continuera pendant plusieurs 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.

### *Cadre réglementaire et marchés pour l'énergie renouvelable sur les principaux marchés de la Société*

#### Québec

Hydro-Québec, mandataire du gouvernement du Québec, est l'un des principaux services publics d'électricité en Amérique du Nord. Aux termes de ses statuts constitutifs, Hydro-Québec a reçu les pleins pouvoirs pour produire, fournir et livrer de l'électricité dans tout le Québec. À l'exception des territoires desservis par des systèmes d'électricité municipaux ou privés ou par une coopérative, Hydro-Québec est le détenteur des droits exclusifs de distribution d'électricité sur tout le territoire québécois.

La Régie de l'énergie, organisme de régulation économique créé par le gouvernement du Québec en 1996, fixe et modifie les conditions et les tarifs auxquels, notamment, l'électricité est transmise par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité dans la province de Québec. À cette fin, Hydro-Québec doit présenter à la Régie de l'énergie une prévision des besoins du marché du Québec pour les dix prochaines années, ainsi que la nature des contrats qu'Hydro-Québec prévoit conclure afin de satisfaire la demande de plus de 165 TWh (soit le bloc patrimonial devant être fourni par Hydro-Québec). Pour satisfaire à une demande excédant ces 165 TWh, Hydro-Québec doit conclure des contrats d'approvisionnement après avoir fait des DP auprès des fournisseurs d'énergie intéressés. La Régie de l'énergie surveille toutes les DP pour l'approvisionnement d'énergie au Québec. En 2003, Hydro-Québec a lancé une DP pour l'approvisionnement de près de 1 000 MW d'énergie éolienne. En 2005, une autre DP a été émise pour l'approvisionnement de 2 000 MW d'énergie éolienne, qui a pris fin récemment et pour lequel Hydro-Québec a reçu 66 offres pour un total combiné de 7 724 MW (la « DP de 2 000 MW du Québec »). Hydro-Québec devrait octroyer des projets aux termes de la DP de 2 000 MW du Québec avant la fin de l'année civile 2008.

#### Colombie-Britannique

BC Hydro est l'un des plus importants services publics d'électricité au Canada et fournit la plus grande partie de la capacité de production d'énergie dans la province. Le reste de la puissance est fourni par des services publics détenus par des investisseurs, de grands et de petits producteurs industriels et des producteurs indépendants d'électricité.

En 2002 et 2003, BC Hydro a commencé un processus d'approvisionnement pour la production d'énergie verte qui a donné lieu à l'octroi de CAÉ relativement à 16 projets (même si la plupart de ces projets n'ont pas été menés à terme). Ce processus a été suivi en 2006 par une autre demande de propositions qui a donné lieu à l'octroi de contrats à des producteurs d'énergie indépendants visant 38 projets. En février 2007, la province a annoncé un nouveau plan énergétique comprenant diverses politiques, notamment une cible d'émission nette de gaz à effet de serre de zéro pour tous les nouveaux projets électriques visant à s'assurer que la production d'électricité propre ou renouvelable continue de compter pour au moins 90 % de la production totale (plus de 90 % de la production en Colombie-Britannique provient actuellement de ressources hydroélectriques), l'acquisition de 50 % des besoins

supplémentaires en ressources de BC Hydro au moyen de la conservation et l'établissement d'un Programme d'offre standard pour les projets d'énergie propre de moins de 10 MW.

BC Hydro prévoit actuellement émettre un appel d'offres en énergie propre au printemps 2008 aux termes duquel des soumissions seraient déposées à l'été et des contrats seraient accordés par BC Hydro aux soumissionnaires retenus à l'automne 2008. Les lignes directrices et les modalités des contrats n'ont pas encore été publiées, toutefois, BC Hydro a l'intention d'acquérir 5 000 GWh par année d'énergie garantie saisonnière et horaire générée de sources d'énergie propre. L'ébauche des modalités indique que les sources « d'énergie propre » admissibles comprennent des technologies éprouvées non nucléaires qui ont été utilisées dans au moins trois centrales commerciales pendant au moins trois ans.

## Ontario

En mai 2002, le marché de l'électricité en Ontario s'est ouvert à la concurrence pour les activités de gros et de détail, donnant libre accès aux réseaux de transport réglementés et obligeant Ontario Power Generation (« OPG ») à réduire sa part de la production d'électricité dans ce marché. En 2003, le gouvernement de l'Ontario a pris des mesures afin de transformer le marché de l'électricité en ce qui est maintenant décrit comme un « marché hybride », notamment en augmentant le plafond des prix, en obligeant la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO ») à réglementer la tarification résidentielle pour l'électricité produite à partir des centrales nucléaires et des grandes centrales hydroélectriques d'OPG et enfin, en imposant des plafonds aux produits d'exploitation annuels à l'égard des centrales de charbon et des plus petites centrales hydroélectriques. À la fin de 2004, le gouvernement de l'Ontario a créé l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OÉO ») pour veiller à la planification des systèmes et à la sécurité de l'approvisionnement en Ontario en évaluant la demande et la fiabilité des ressources, en facilitant les investissements dans les sources d'approvisionnement et leur diversification, tout en promouvant la conservation.

En août 2007, l'OÉO a déposé un Plan intégré pour le réseau d'électricité (« PIRÉ ») auprès de la CÉO, indiquant les investissements en matière de conservation, de production et de transport nécessaires en Ontario de 2007 à 2027. Lorsqu'il aura été approuvé par la CÉO, le PIRÉ autorisera l'OÉO à assurer la production d'énergie sans recourir aux directives ministérielles afin de respecter les cibles de NOER de l'Ontario de 10 400 MW (soit 2 700 MW au-dessus des niveaux de 2003) d'énergies renouvelables installées d'ici 2010 et de 15 700 MW d'ici 2025. Actuellement, l'Ontario possède environ 8 300 MW provenant de sources de production renouvelable installées, y compris les importantes centrales hydroélectriques comme celles de Niagara Falls.

La plus grande partie des sources renouvelables supplémentaires nécessaires à l'atteinte de la cible de 2010 est déjà engagée, toutefois, la cible de 2025 nécessitera plus de 5 500 MW de puissance de production de sources renouvelables non encore engagée. La plus grande partie de la puissance de production de sources renouvelables supplémentaires nécessaire d'ici 2025 devrait provenir de sources éoliennes et hydroélectriques en proportions à peu près égales et une plus petite partie de la puissance nécessaire devrait provenir de sources de production bioénergétiques et solaires.

L'OÉO a indiqué dans le PIRÉ que des investissements d'environ 60 milliards de dollars étaient attendus en Ontario au cours d'une période de 20 ans, dont environ 6 milliards de dollars pour l'approvisionnement en énergie éolienne et 8,4 milliards de dollars pour l'approvisionnement en hydroélectricité. Dans un avenir prévisible en Ontario, il est prévu que l'approvisionnement en énergie renouvelable s'effectuera principalement au moyen de DP gérés par l'OÉO pour des projets supérieurs à 10 MW et au moyen d'un Programme d'offre standard pour les projets de moins de 10 MW.

En réponse à une directive ministérielle émise en août 2007 enjoignant à l'OÉO d'obtenir un montant additionnel de 2 000 MW d'énergie renouvelable en Ontario, l'OÉO a récemment effectué une demande d'expression d'intérêt auprès de promoteurs d'énergie renouvelable éventuels. L'OÉO prévoit publier une DP visant 500 MW d'énergie

renouvelable à l'automne 2008, ce qui constituera la première étape de l'OÉO pour obtenir une capacité additionnelle de 2 000 MW d'énergie renouvelable à court terme.

### *Avantages de la production d'énergie hydroélectrique*

Une liste des principaux avantages de la production d'énergie hydroélectrique figure ci-après :

#### *Fiabilité*

L'équipement servant à la production de l'hydroélectricité comporte relativement peu de pièces mobiles, ce qui contribue à prolonger la durée de vie utile et à réduire les travaux d'entretien comparativement à d'autres technologies de production. Les taux de panne imprévue des installations hydroélectriques sont parmi les plus bas de l'industrie de la production d'électricité.

#### *Faibles coûts d'exploitation*

Hormis les droits de prise d'eau et les droits de licence versés aux autorités gouvernementales, les centrales hydroélectriques n'ont pas de coûts de combustible et réduisent donc la volatilité de leurs structures de coûts comparativement aux centrales à combustible fossile. De plus, la plupart des centrales hydroélectriques peuvent être exploitées à distance à partir d'un centre de contrôle. Compte tenu de ces facteurs, les charges d'exploitation des centrales hydroélectriques sont faibles et prévisibles lorsque comparés à d'autres types de technologies de production d'électricité.

#### *Production écologique*

La production d'hydroélectricité ne produit pratiquement pas d'émissions de gaz à effet de serre ni d'émissions qui créent des pluies acides, deux types d'émissions qui ont d'importants effets nuisibles sur l'environnement. Plutôt que de produire d'importantes quantités de déchets résiduels au cours du processus de production d'énergie, le processus de production d'hydroélectricité ne fait que rejeter l'eau à la rivière.

#### *Faible impact sur l'environnement*

Les petites centrales hydroélectriques, généralement définies au Canada comme étant des centrales de moins de 50 MW, sont habituellement des centrales au fil de l'eau qui n'ont pas besoin d'une grande capacité de réservoir. Cela réduit les effets potentiellement nuisibles des inondations en amont et d'autres incidences environnementales susceptibles de modifier le débit de l'eau dans une zone donnée.

### *Avantages de la production d'énergie éolienne*

Une liste des principaux avantages de la production d'énergie éolienne figure ci-après :

#### *Faibles coûts d'exploitation*

Les projets éoliens n'ont pas de coûts de combustible et utilisent un système de contrôle à distance qui permet l'exploitation et la supervision à distance. En outre, les améliorations apportées à la technologie des éoliennes ont augmenté l'efficacité et la fiabilité des projets éoliens. Par conséquent, les charges d'exploitation d'un projet éolien sont peu élevées comparativement à bon nombre d'autres méthodes classiques de production d'énergie.

#### *Souplesse de construction*

Les parcs éoliens sont relativement simples à construire par rapport aux centrales électriques plus classiques. Un parc éolien typique peut être construit en beaucoup moins de temps que d'autres centrales électriques comme les

centrales hydroélectriques, au gaz naturel, nucléaires ou au charbon, qui, pour les centrales plus importantes, peuvent prendre plusieurs années à réaliser. Par conséquent, les parcs éoliens sont moins assujettis aux risques liés aux retards et aux dépassements des coûts de construction.

#### *Fiabilité*

Les éoliennes modernes sont très fiables. La disponibilité, qui constitue une mesure de la fiabilité d'un système de production d'électricité, est calculée en pourcentage du temps pendant lequel un système de production d'énergie peut fonctionner comparativement au temps total disponible. La différence entre les deux est en grande partie attribuable à l'entretien annuel prévu. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, la disponibilité des éoliennes modernes est habituellement d'environ 98 %.

#### *Caractère écologique*

Les parcs éoliens n'émettent aucun gaz à effet de serre ni ne contribuent aux pluies acides, deux importants facteurs de dégradation de l'environnement. Contrairement à l'énergie produite à l'aide des combustibles fossile et nucléaire, la production d'énergie éolienne n'occasionne aucune pollution thermique, chimique, radioactive, aquatique et atmosphérique.

#### *Utilisation restreinte des terrains*

Les projets éoliens n'utilisent qu'un petit pourcentage du terrain qu'ils occupent pour les chemins d'accès et les fondations. Le reste du site d'un projet est disponible pour d'autres usages, comme l'agriculture, ainsi que les activités industrielles et récréatives.

## 5. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET ACTIFS DE LA SOCIÉTÉ

### *Portefeuille d'actifs*

Le portefeuille de la Société se compose de participations dans trois groupes de projets de production d'énergie : i) les centrales qui ont été mises en service commercial (les « Centrales en exploitation »); ii) les projets pour lesquels des CAÉ ont été obtenus et qui sont en construction ou pour lesquels des dates de mise en service commerciale sont prévues (les « Projets en développement avec CAÉ »); et iii) les projets pour lesquels certains droits d'utilisation des terrains ont été obtenus et pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou pour lesquels une proposition a été soumise aux termes d'une demande de propositions (les « Projets prospectifs »). Le portefeuille de projets de la Société se compose de participations dans 13 Centrales en exploitation, neuf Projets en développement avec CAÉ et divers Projets prospectifs.

Les participations de la Société dans les 13 Centrales en exploitation se composent d'une participation à 100 % dans la Centrale Glen Miller de 8 MW et de participations dans les 12 autres Centrales en exploitation détenues au moyen de sa participation de 16,1 % dans le Fonds. Voir la rubrique « Relation avec le Fonds ». La Société prévoit continuer à détenir et à exploiter les Projets en développement avec CAÉ et les Projets prospectifs au fur et à mesure qu'ils deviennent opérationnels.

La Société collabore souvent avec un partenaire stratégique lorsqu'elle présente des projets dans le cadre d'une DP. Dans un tel cas, la Société et le partenaire stratégique partagent généralement la propriété de ces projets. Les partenaires actuels sont TransCanada (propriétaire de 62 % des Projets de Cartier), la Bande indienne 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 de la Société mesurée en fonction de la pondération de la propriété représente 293 MW des 565 MW de puissance des Projets en développement avec CAÉ et 1 510,5 MW des 1 637,8 MW de puissance des Projets prospectifs.

Le tableau ci-après donne un résumé des Centrales en exploitation, des Projets en développement avec CAÉ et des Projets prospectifs dans lesquels la Société détient des participations.

### Centrales en exploitation

Province	Type	Centrale	Puissance (MW)	Participations <sup>1)</sup>	Acheteur d'électricité	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Durée restante du CAÉ <sup>2)</sup> (Années)
<b>Propriété directe</b>							
Ontario .....	Hydroélectricité	Glen Miller	8,0	100 %	Office de l'électricité de l'Ontario	41 500	17
<b>Participation indirecte</b>							
Québec .....	Hydroélectricité	St-Paulin	8,0	12,49 %	Hydro-Québec	41 082	6
Québec .....	Hydroélectricité	Portneuf - 1	8,0	12,49 %	Hydro-Québec	40 822	13
Québec .....	Hydroélectricité	Portneuf - 2	9,9	12,49 %	Hydro-Québec	68 496	13
Québec .....	Hydroélectricité	Portneuf - 3	8,0	12,49 %	Hydro-Québec	42 379	13
Québec .....	Hydroélectricité	Chaudière	24,0	12,49 %	Hydro-Québec	116 651	11
Québec .....	Hydroélectricité	Montmagny	2,1	16,10 %	Hydro-Québec	8 000	13
Québec .....	Hydroélectricité	Windsor	5,5	16,10 %	Hydro-Québec	31 000	8
Québec .....	Énergie éolienne	Baie-des-Sables	109,5	6,12 %	Hydro-Québec	298 317	18
Québec .....	Énergie éolienne	Anse-à-Valleau	100,5	6,12 %	Hydro-Québec	298 000	19
Ontario .....	Hydroélectricité	Batawa	5,0	16,10 %	Office de l'électricité de l'Ontario	32 938	21
C.-B.....	Hydroélectricité	Rutherford Creek	49,9	16,10 %	BC Hydro	180 000	16
Idaho.....	Hydroélectricité	Horseshoe Bend	<u>9,5</u>	16,10 %	Idaho Power	<u>46 800</u>	22
<b>Total .....</b>			<b>347,9</b>			<b>1 245 985</b>	

1) La Société est propriétaire directe de la Centrale Glen Miller. La Société a une participation directe de 16,1 % dans le Fonds, lequel détient des participations dans les 12 autres Centrales en exploitation.

2) Pour la plupart des Centrales en exploitation, les CAÉ sont renouvelables à l'expiration de leur durée initiale pour une période additionnelle de 20 à 25 ans. Les CAÉ des centrales Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau, Rutherford Creek et Horseshoe Band ne sont pas renouvelables. Le CAÉ de la centrale Batawa est renouvelable à l'échéance et, à chaque anniversaire par la suite, pour des périodes successives de une année.

## Projets en développement avec CAÉ

Province	Type	Centrale	Puissance prévue (MW)	Participation	Coûts de construction directs <sup>1)</sup> (En M \$)	Acheteur d'électricité	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Date prévue de mise en service commerciale	Durée du CAÉ <sup>2)</sup> (Années)
Ontario .....	Hydroélectricité	Umbata Falls	23,0	49 %	59,0	Office de l'électricité de l'Ontario	109 102	2008	20
Québec.....	Énergie éolienne	Carleton	109,5	38 %	181,2	Hydro-Québec	340 523	2008	20
C.-B. ....	Hydroélectricité	Ashlu Creek	49,9	100 %	132,0	BC Hydro	265 000	2009	30
Québec.....	Hydroélectricité	Matawin	15,0	100 %	24,6	Hydro-Québec	62 529	2009	25
C.-B. ....	Hydroélectricité	Kwoiek Creek	49,9	50 %	152,1	BC Hydro	215 000	2010	40
C.-B. ....	Hydroélectricité	Mkw'Alts	47,7	100 %	87,3	BC Hydro	156 000	2010	20
Québec.....	Énergie éolienne	Montagne Sèche	58,5	38 %	103,0	Hydro-Québec	182 743	2011	20
Québec.....	Énergie éolienne	Gros Morne, phase I	100,5	38 %	169,80	Hydro-Québec	312 535	2011	21
Québec.....	Énergie éolienne	Gros Morne, phase II	<u>111,0</u>	38 %	<u>178,70</u>	Hydro-Québec	<u>345 188</u>	2012	20
<b>Total.....</b>			<b>565,0</b>		<b>1 087,7</b>		<b>1 988 620</b>		

1) Les coûts de construction directs des trois centrales Portneuf ont totalisé 54,7 millions de dollars.

2) Les CAÉ relatifs au Projet en développement avec CAÉ ne contiennent aucune disposition concernant leur renouvellement. Au moment de leur expiration, la direction explorera les possibilités de renouveler ces CAÉ. Le Projet Matawin a été accordé à la Société par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (le « MRN ») aux termes d'une DP en 2002 et un CAÉ de 25 ans est en voie d'être finalisé avec Hydro-Québec. Voir la rubrique « Description des Projets en développement avec CAÉ — Projets hydroélectriques — Projet Matawin (participation exclusive) » ci-après. Les négociations sont en cours avec BC Hydro pour prolonger la durée du CAÉ de Mkw'Alts à 30 ans.

## Projets prospectifs

Province	Type	Centrale	Puissance prévue (MW)	Participation	Acheteur d'électricité prévu
Québec.....	Énergie éolienne	Roussillon	108	100 %	Hydro-Québec
Québec.....	Énergie éolienne	Kamouraska	124,5	100 %	Hydro-Québec
Québec.....	Énergie éolienne	Massif-du-Sud	90	100 %	Hydro-Québec
Québec.....	Énergie éolienne	Saint-Constant	70	100 %	Hydro-Québec
Québec.....	Énergie éolienne	Club des Hauteurs	195,5	100 %	Hydro-Québec
Québec.....	Énergie éolienne	Haute-Côte-Nord est	170	100 %	Hydro-Québec
Québec.....	Énergie éolienne	Haute-Côte-Nord ouest	168	100 %	Hydro-Québec
Québec.....	Énergie éolienne	Rivière-au-Renard	25	50 %	Hydro-Québec
Québec.....	Énergie éolienne	Les Méchins	150	38 %	Hydro-Québec
C.-B. ....	Énergie éolienne	Divers projets	475	100 %	BC Hydro
C.-B. ....	Hydroélectricité	Kaipit	9,9	100 %	BC Hydro
C.-B. ....	Hydroélectricité	Kokish	9,9	100 %	BC Hydro
Québec.....	Hydroélectricité	Kipawa	<u>42</u>	48 %	Hydro-Québec
<b>Total.....</b>			<b>1 637,8</b>		

## *Centrales en exploitation*

La Centrale Glen Miller est la seule Centrale en exploitation que la Société détient à 100 %. La Société a un intérêt économique dans les 12 autres Centrales en exploitation dans son portefeuille par le biais de sa propriété d'environ 16,1 % des parts en circulation du Fonds. Toutes les centrales du Fonds sont exploitées aux termes de CAÉ à prix fixe et à long terme avec des contreparties ayant une cote élevée de solvabilité. Voir la rubrique « Relation avec le Fonds ».

### 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, sur le site d'une usine à papier et d'une petite centrale qui était exploitée par Sonoco Canada Corporation (« Sonoco ») jusqu'en octobre 2001. La construction de la Centrale Glen Miller a commencé en janvier 2004 et a été complétée en décembre 2005.

L'équipement de production de la Centrale Glen Miller se compose de deux groupes « Ecobulb » de 4 MW et de turbines à régulation simple de type Kaplan pour maximiser le débit d'environ 8 MW, d'un rendement énergétique moyen estimé de 41 500 MWh par année. Le ruissellement moyen annuel de la rivière Trent est de 148 mètres cubes par seconde et la Centrale Glen Miller a été conçue pour accueillir un débit de 142 mètres cubes par seconde. La Centrale Glen Miller comprend un barrage qui a été remis en état et amélioré pendant la rénovation en élevant la crête, en augmentant la capacité de déversement au moyen de l'installation de quatre nouvelles vannes automatisées et en construisant une nouvelle digue pour empêcher l'inondation des propriétés adjacentes, ce qui s'est produit à l'occasion par le passé.

Le coût de construction total approximatif de la Centrale Glen Miller s'est établi à 22,5 millions de dollars et a été financé principalement au moyen d'un prêt de construction de 17 millions de dollars converti par la suite en un prêt à long terme consenti par une institution financière canadienne. Ce financement est garanti par la totalité des actifs du Projet Glen Miller ainsi que par le nantissement des participations dans Glen Miller Power, Limited Partnership (« Glen Miller LP ») et Glen Miller Power Inc., son commandité.

La Centrale Glen Miller est située sur un site appartenant à Sonoco et loué à Glen Miller LP en vertu d'un bail à long terme d'une durée de 30 ans devant expirer en 2034 et comportant une option de prolongation de 15 ans. Le bail prévoyait un paiement initial de 2,5 millions de dollars, lequel a été payé en 2004, et exige un loyer annuel de 85 000 \$ (indexé annuellement selon l'IPC). Aucun bail de forces hydrauliques n'est exigé pour ce site puisque Sonoco continue à détenir le titre relatif au lit de la rivière depuis le 19<sup>e</sup> siècle et qu'à ce titre, elle a acquis le droit de produire de l'électricité sur ce site, aucun paiement n'étant dû aux autorités provinciales ou fédérales qui autrement contrôlèrent les droits hydrauliques sur la rivière. Ces droits relatifs au lit de la rivière sont inclus dans le bail à long terme que Glen Miller LP a conclu avec Sonoco. Aux termes d'une convention d'empiètement enregistrée datée du 16 novembre 2004, la ville de Quinte West a accordé à Glen Miller LP la permission d'empiéter sur un chemin municipal afin de maintenir un mur de soutènement conformément au plan enregistré du site.

Glen Miller LP détient un permis d'occupation de Parcs Canada expirant le 1<sup>er</sup> août 2025 et autorisant la Centrale Glen Miller à occuper une partie des terres de réserve du Trent-Severn Waterway à des fins d'inondation dans le contexte de la production d'hydroélectricité. Un loyer annuel nominal fixe de 20 ans de 0,7 % du prix du CAÉ initial (indexé quant à une tranche de 15 % à l'IPC) est payable annuellement aux termes de ce permis d'occupation.

La Centrale Glen Miller a un CAÉ avec l'OÉO à l'égard de la totalité de l'énergie produite par la Centrale Glen Miller pour une période de 20 ans à compter du 19 décembre 2005. Le CAÉ de Glen Miller est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Le prix de l'électricité achetée au cours de la première année du CAÉ est d'un peu plus de 66 \$ le MWh. Le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année, une tranche égale à

15 % du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ de Glen Miller est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'IPC depuis le 1<sup>er</sup> janvier de l'année précédente.

### *Projets en développement avec CAÉ*

#### Projets hydroélectriques

##### *Projet Umbata Falls (propriété de 49 %) — en construction*

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'un rendement énergétique annuel estimé de 109 102 MWh. La centrale est située sur la rivière White, 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 cours du troisième trimestre de 2008. L'équipement de production se composera de deux turbines « Sam Kaplan » à axe horizontal de 11,8 MW et d'un débit combiné de 75 mètres cubes par seconde.

Umbata Falls LP est propriétaire du Projet Umbata Falls. Le commandité d'Umbata Falls LP est Begetekong Power Corporation (« Begetekong »), dont 49 % est détenu en propriété indirecte par la Société et la tranche restante de 51 % est détenue par les Ojibways de la Première nation de Pic River. Les commanditaires d'Umbata Falls LP sont les Ojibways de la Première nation de Pic River (participation de 51 %) et une filiale de la Société (participation de 49 %). Aux termes d'une convention de gestion conclue entre la Société, Begetekong Power Corporation et Umbata Falls LP en date du 31 décembre 2006, la Société a convenu de fournir des services de gestion relativement au Projet Umbata Falls, notamment des services administratifs, de construction, d'exploitation, de maintenance et autres services connexes.

Le coût estimatif du Projet Umbata Falls est de 60 millions de dollars, lequel sera principalement financé au moyen i) d'un prêt à terme sans recours de 51 millions de dollars consenti par une institution financière canadienne reconnue et ii) des sommes tirées du produit du Placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre. Le prêt à terme sans recours est garanti par la totalité des actifs d'Umbata Falls LP ainsi que le nantissement par les Ojibways de la Première nation de Pic River et une filiale de la Société, de leurs participations de commandités et participations en capitaux propres dans Umbata Falls LP et Begetekong Power Corporation.

Conformément à un permis délivré par le ministère de l'Environnement aux termes de la *Loi sur les ressources en eaux de l'Ontario*, le Projet Umbata Falls est autorisé à prendre de l'eau à des fins de stockage du réservoir d'Umbata Falls pour la production d'électricité. Ce permis expire le 31 mai 2016 et la Société prévoit que ce permis sera renouvelé à échéance. La Société a obtenu toutes les approbations réglementaires importantes pour la construction et est actuellement en voie d'obtenir toutes les approbations pour l'exploitation du Projet Umbata Falls.

Le Projet Umbata Falls est situé sur des terres publiques à l'égard desquelles une concession de la Couronne datée du 5 juin 2007 a été accordée en faveur de Begetekong Power Corporation, le commandité d'Umbata Falls LP. La concession prévoit le paiement d'un loyer annuel nominal de 1 000 \$ et expire le 31 décembre 2011 ou lors de la signature d'un bail de forces hydrauliques. Le bail de forces hydrauliques devrait être conclu lors de l'achèvement de la construction du projet et devrait comporter une durée initiale de 30 ans. Umbata Falls LP détient également un permis de production d'électricité se rapportant au Projet Umbata Falls émis par la CÉO et valide jusqu'au 8 septembre 2025.

Le Projet Umbata Falls a un CAÉ avec l'OPA à l'égard de la totalité de l'énergie qui sera produite par la centrale pour une période de 20 ans suivant le début de l'exploitation commerciale du Projet Umbata Falls. Le CAÉ du Projet Umbata Falls est assujéti aux dispositions d'usage en matière de résiliation dans l'éventualité d'un manquement important. L'OPA a le droit de mettre fin au CAÉ si l'exploitation commerciale du Projet Umbata Falls n'est pas



commencée d'ici au 31 décembre 2009, sous réserve de certains événements de force majeure. Le prix de l'électricité générée par le Projet Umbata Falls établi au moment de la signature du CAÉ du Projet Umbata Falls était légèrement supérieur à 73 \$ le MWh. Le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année pendant la durée du CAÉ du Projet Umbata Falls, 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 en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier de l'année précédente.

La Société prévoit que le Projet Umbata Falls sera admissible à l'Initiative écoÉNERGIE, laquelle offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Voir la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Énergie renouvelable au Canada — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

#### *Projet Matawin (propriété exclusive)*

Le Projet Matawin est une centrale hydroélectrique proposée d'une puissance installée de 15 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 62 529 MWh. La centrale est située sur la rivière Matawin, affluent de la rivière Saint-Maurice, au Québec. La construction du Projet Matawin devrait débuter au cours du quatrième trimestre de 2008 et l'exploitation commerciale devrait commencer en 2010. La centrale contiendra une seule turbine « Kaplan Frontospiral » verticale d'un débit de 90 mètres cubes par seconde et d'une hauteur de chute brute maximum de 21 mètres.

Le Projet Matawin utilisera un barrage existant exploité par Hydro-Québec. Le barrage, construit en 1931, a créé le réservoir Taureau, initialement utilisé dans le cadre d'activités reliées au bois d'œuvre et au stockage de l'eau par Hydro-Québec. Hydro-Québec continuera d'être l'unique gestionnaire de l'eau du réservoir Taureau après la construction du Projet Matawin.

Le coût estimatif du Projet Matawin est d'environ 24,6 millions de dollars, lequel devrait être financé au moyen i) d'un financement de projet sans recours de 18 millions de dollars pouvant être converti en un financement à long terme, et ii) des sommes tirées du produit du Placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Des demandes ont été formulées aux autorités gouvernementales pertinentes afin d'obtenir les permis nécessaires pour permettre la construction et l'exploitation du Projet Matawin.

Le Projet Matawin qu'a soumis la Société a été choisi aux termes d'une DP émise conjointement par Hydro-Québec et le MRN en 2002. La Société finalise actuellement avec Hydro-Québec la forme standard du CAÉ aux termes de cette DP en vue d'un CAÉ d'une durée prévue de 25 ans. Même si le Projet Matawin a été accordé en 2002, la Société n'a terminé que dernièrement les discussions avec Hydro-Québec à l'égard du Projet Matawin compte tenu de la rentabilité accrue découlant de l'Initiative écoÉNERGIE. Aux termes de la DP régissant le Projet Matawin, la Société prévoit qu'après la réalisation du Projet Matawin, elle pourra obtenir auprès du MRN un bail de forces hydrauliques et les droits fonciers nécessaires à l'exploitation du Projet Matawin pour une durée équivalente à la durée du CAÉ du Projet Matawin.

Le prix de l'électricité générée par le Projet Matawin au cours de sa première année d'exploitation était de 39,40 \$ le MWh au moment où la Société a soumis l'offre et est indexé de 0,6 % après la date de début de l'exploitation commerciale. Compte tenu du prix courant du marché pour l'électricité qui continue à augmenter, il s'agit d'un prix favorable pour Hydro-Québec. Par conséquent, la Société croit qu'elle sera en mesure de finaliser un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard du Projet Matawin et, pour cette raison, considère ce projet comme l'un de ses Projets en développement avec CAÉ même si le CAÉ à l'égard du Projet Matawin n'a pas encore été conclu. Aux termes de la DP relative au Projet Matawin, la centrale devrait être transférée à Hydro-Québec 25 ans après le début de l'exploitation commerciale.

La Société prévoit que le Projet Matawin sera admissible à l'Initiative écoÉNERGIE qui offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Voir la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Énergie renouvelable au Canada — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

*Projet Ashlu Creek (participation exclusive) — en construction*

Le Projet Ashlu Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau actuellement en construction d'une puissance installée de 49,9 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 265 000 MWh. La centrale est située sur Ashlu Creek, 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 commencer en 2009. L'équipement de production du Projet Ashlu Creek devrait se composer de trois turbines « Francis » de 16,6 MW. La ligne de transport de 230 kV mesure environ trois kilomètres de longueur et est reliée à une ligne existante de British Columbia Transmission Corporation (« BCTC »).

Ashlu Creek Investments Limited Partnership (« Ashlu Creek LP ») est propriétaire du Projet Ashlu Creek. Ashlu Creek LP a deux commanditaires, soit i) 675729 British Columbia Ltd., dont une tranche de 50 % est détenue par une filiale de la Société et la tranche restante de 50 % par Ledcor Investments Inc. et ii) 888645 Alberta Ltd., qui est détenue par Ledcor Development Inc. Aux termes d'une option d'achat datée du 30 août 2006, une filiale de la Société détient une option pouvant être levée en tout temps pendant la période d'option de 20 ans à compter de la date de l'option lui permettant d'acheter, pour un prix nominal, les actions de 675729 British Columbia Ltd. que détient Ledcor Investments Inc. Cette même filiale détient également une option pouvant être levée avant le 2 novembre 2007 permettant d'acheter, auprès de Ledcor Developments Ltd., la totalité des actions de 888645 Alberta Ltd. pour un prix nominal, laquelle option a été levée. La Société a indiqué à Ledcor Developments Ltd. qu'elle levait cette dernière option et les parties finalisent actuellement les documents nécessaires pour réaliser cette opération.

Le coût estimatif du Projet Ashlu Creek est de 132 millions de dollars, lequel sera principalement financé au moyen i) d'un financement de construction sans recours d'un montant en capital maximum de 110 millions de dollars consentie par un syndicat d'institutions financières canadiennes reconnues, qui devrait être éventuellement convertie en une dette à long terme du même montant, et ii) des sommes tirées du produit du Placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre. La facilité de crédit est garantie par la totalité des actifs du Projet Ashlu Creek et par le nantissement des participations dans Ashlu Creek LP et ses commandités.

Le Projet Ashlu Creek est autorisé à détourner et à utiliser de l'eau jusqu'à concurrence de 29 mètres cubes par seconde conformément à un permis d'utilisation de l'eau délivré le 10 juillet 2006 en vertu de la loi intitulée *Water Act* (Colombie-Britannique). Le permis d'utilisation de l'eau a été délivré pour une période de 40 ans devant expirer le 9 juillet 2046. Le Projet Ashlu Creek est situé sur des terres publiques visées par un permis d'occupation délivré aux termes de la loi intitulée *Land Act* (Colombie-Britannique). Le permis est en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005 pour une période de cinq ans devant expirer le 1<sup>er</sup> janvier 2010. La Société est d'avis que ce permis d'occupation, ou un bail le remplaçant, sera renouvelé tant et aussi longtemps que le permis d'utilisation de l'eau susmentionné demeurera en vigueur.

La Première nation Squamish est autorisée à recevoir des redevances en fonction des produits d'exploitation du Projet Ashlu Creek à compter de la date de début de l'exploitation commerciale. La Première nation Squamish est également autorisée à recevoir une tranche additionnelle des produits d'exploitation bruts excédant un seuil annuel de produits bruts indiqué dans la convention. Aux termes de la convention, les actifs du Projet Ashlu Creek doivent être transférés à la Première nation Squamish pour un prix nominal après 40 ans d'exploitation commerciale.

Le Projet Ashlu Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite devant expirer 30 ans après le début de l'exploitation commerciale de la centrale et est assujéti aux dispositions usuelles de

résiliation dans le cas d'une violation importante du contrat. BC Hydro aura le droit de résilier le CAÉ si l'exploitation commerciale du Projet Ashlu Creek n'est pas commencée en date du 28 février 2010, sous réserve de toute prolongation pour force majeure prévue dans le CAÉ. Le prix de base de l'électricité achetée du Projet Ashlu Creek est de 56,36 \$ par MWh, ce prix devant 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 1<sup>er</sup> janvier 2005 et à chaque 1<sup>er</sup> janvier par la suite pendant la durée du CAÉ du Projet Ashlu Creek.

La Société prévoit que le Projet Ashlu Creek sera admissible à l'Initiative écoÉNERGIE, laquelle offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Voir la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Énergie renouvelable au Canada — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

#### *Projet Kwoiek Creek (propriété de 50 %)*

Le Projet Kwoiek Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau proposée d'une puissance installée de 49,9 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 215 000 MWh. La centrale est située à la confluence de Kwoiek Creek 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 troisième trimestre de 2008 tandis que l'exploitation commerciale devrait débuter en 2010. L'équipement de production, qui sera alimenté par une conduite forcée de 7,2 km, devrait se composer de deux turbines à axe vertical à six réacteurs « Pelton », chacune d'un débit prévu maximum de 7,9 mètres cubes par seconde, d'une hauteur de chute de 506 mètres et d'une puissance nominale de 24,95 MW. Le Projet Kwoiek Creek comprendra une ligne de transport de 138 kV sur 85 kilomètres partant du poste de raccordement jusqu'au poste de raccordement Highland Valley à l'extrémité nord du lac Manit.

Le Projet Kwoiek Creek est détenu en propriété par Kwoiek Creek LP, dont le seul commandité est Kwoiek Creek GP Inc. Kwoiek Creek Resources Inc. (société détenue en propriété exclusive et contrôlée par la Bande indienne de Kanaka Bar) et une filiale de la Société détiennent respectivement 50 % des parts de société en commandite et 50 % des participations de Kwoiek Creek Resources GP Inc.

Le coût estimatif du Projet Kwoiek Creek est de 152,1 millions de dollars devant être principalement financé au moyen i) d'un financement de projet sans recours envisagé de 128 millions de dollars converti en un financement à long terme, et ii) des sommes tirées du produit du Placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Kwoiek Creek LP a demandé un permis d'utilisation de l'eau pour détourner et utiliser de l'eau à partir de Kwoiek Creek. La demande initiale a été présentée en février 1990. La centrale du Projet Kwoiek Creek sera située sur la réserve de la Bande indienne de Kanaka Bar connue sous le nom de réserve indienne de Whyeek numéro 4. La Bande indienne de Kanaka Bar a demandé au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien l'octroi d'un bail relatif à ses terrains à Kwoiek Creek Resources Inc. et d'un sous-bail de Kwoiek Creek Resources Inc. à Kwoiek Creek LP. La Société prévoit que le bail et le sous-bail seront accordés et renouvelés tant que le permis d'utilisation de l'eau à l'égard du Projet Kwoiek Creek demeurera en vigueur.

Kwoiek Creek Resources Inc. est autorisée à recevoir une redevance fondée sur un pourcentage des produits d'exploitation bruts, déduction faite des coûts du projet pour les 20 premières années suivant le début de l'exploitation commerciale du Projet Kwoiek Creek et d'une redevance majorée pour les 20 années suivantes. Quarante ans après la date de mise en service commerciale de la centrale. Kwoiek Creek Resources Inc. sera autorisée à acheter la participation de la Société dans Kwoiek Creek LP et Kwoiek Creek Resources GP Inc. pour un prix nominal.

Le Projet Kwoiek Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite devant expirer 40 ans après la date de mise en service commerciale de la centrale est assujetti aux dispositions usuelles dans le

cas d'une violation importante du contrat. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si l'exploitation commerciale du Projet Kwoiek Creek, tel qu'il est prévu dans le CAÉ, n'a pas débutée en date du 5 mai 2011, sous réserve de toute prolongation pour force majeure prévue dans le CAÉ. Le prix réel de l'électricité livrée aux termes du CAÉ du Projet Kwoiek Creek est de 81,68 \$ par MWh, 30 % de ce prix devant être rajusté selon l'augmentation ou la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006 et chaque 1<sup>er</sup> janvier par la suite pendant la durée du CAÉ du Projet Kwoiek Creek.

*Projet Mkw'Alts (participation exclusive)*

Le Projet Mkw'Alts est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau proposée d'une puissance installée de 47,7 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 156 000 MWh. La centrale est située sur Ure Creek, 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 commencer au cours du quatrième trimestre de 2008 et l'exploitation commerciale devrait commencer en 2010. L'équipement de production devrait se composer de deux turbines « Pelton » de 23,85 MW alimentées par une conduite forcée de 5,5 km.

Le projet comprendra une ligne de transport de 69 kV sur 26 kilomètres qui sera construite à partir du poste de raccordement de la centrale jusqu'au Projet Rutherford Creek.

Le coût estimatif du Projet Mkw'Alts est de 87,3 millions de dollars devant être principalement financé au moyen i) d'un financement de projet sans recours prévu de 70 millions de dollars pouvant être converti en un financement à long terme, et ii) des sommes tirées du produit du Placement et des flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Le Projet Mkw'Alts est autorisé à détourner et à utiliser de l'eau jusqu'à concurrence de 15,5 mètres cubes par seconde en provenance de Ure Creek conformément à un permis d'utilisation de l'eau délivré aux termes de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Water Act* le 31 août 2005. Le permis d'utilisation de l'eau expirera le 31 août 2045, mais pourra être renouvelé sur demande adressée au directeur régional des eaux tant que le Projet Mkw'Alts continue d'utiliser l'eau comme il y est autorisé aux termes du permis, de payer le loyer annuel et de se conformer aux conditions du permis d'utilisation de l'eau et de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Water Act*. Le Projet Mkw'Alts est situé sur des terres publiques visées par un permis d'occupation délivré aux termes de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Land Act*. Le permis d'occupation est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 2004 et a expiré le 1<sup>er</sup> novembre 2007. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a délivré un nouveau permis d'occupation visant à remplacer le permis d'occupation expiré, d'une durée de un an commençant le 1<sup>er</sup> novembre 2007 et expirant le 1<sup>er</sup> novembre 2008. Il est prévu que le permis sera de nouveau renouvelé au début de la période de construction et que le droit d'utiliser les terres de la Couronne sera maintenu tant et aussi longtemps que le permis d'utilisation de l'eau décrit plus haut demeurera en vigueur.

Conformément à la politique de la Société qui vise à entretenir des liens étroits avec les collectivités locales et, malgré le fait que le Projet Mkw'Alts soit entièrement situé sur des terres publiques, la Société prévoit négocier avec la Bande indienne de Mount Currie le paiement d'une redevance tirée des produits d'exploitation bruts du Projet Mkw'Alts afin de s'assurer de l'appui et de l'engagement de la Bande indienne de Mount Currie envers le développement du Projet Mkw'Alts.

Le Projet Mkw'Alts a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite devant expirer 20 ans après le début de l'exploitation commerciale et assujetti aux dispositions usuelles de résiliation advenant une violation importante du contrat. Puisque la limite du 30 septembre 2007 pour le début de l'exploitation commerciale du Projet Mkw'Alts aux termes du CAÉ est dépassée, la Société tentera de retarder la date limite du début de l'exploitation commerciale à décembre 2010. La Société cherchera également à prolonger la durée du CAÉ à 30 ans dans le cadre de ces négociations. La Société a réussi à renégocier des durées semblables avec BC Hydro relativement au Projet Ashlu Creek et est d'avis que BC Hydro acceptera ces modifications puisque le prix auquel

l'électricité est vendue aux termes du CAÉ du Projet Mkw'Alts est favorable pour BC Hydro, compte tenu de l'augmentation constante du prix courant du marché de l'électricité. Le prix de base de l'électricité livrée aux termes du CAÉ du Projet Mkw'Alts est de 50,78 \$ par MWh, plus un rajustement de 6,48 \$ pour tenir compte d'une mise à niveau du système, pour un tarif total de 57,26 \$ par MWh. Ce prix 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 1<sup>er</sup> janvier 2004 et chaque 1<sup>er</sup> janvier par la suite pendant la durée du CAÉ du Projet Mkw'Alts.

La Société prévoit que le Projet Mkw'Alts sera admissible à l'Initiative écoÉNERGIE, laquelle offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Voir la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Industrie de l'électricité au Canada — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

## Projets éoliens

### *Projets de Cartier*

La Société et TransCanada sont respectivement propriétaires, à titre de copropriétaires indivis, de 38 % et de 62 % des projets de production d'énergie éolienne suivants : i) le Projet Carleton de 109,5 MW; ii) le Projet Montagne-Sèche de 58,5 MW; iii) le Projet Gros Morne, phase I de 100,5 MW; iv) le Projet Gros Morne, phase II de 111 MW; et v) le Projet Les Méchins de 150 MW. De plus, à la suite de l'Acquisition des centrales, le Fonds et TransCanada sont propriétaires, à titre de copropriétaires indivis, de 38 % et de 62 % du Parc éolien Baie-des-Sables et du Parc éolien Anse-à-Valleau (collectivement avec le Projet Carleton, le Projet Montagne-Sèche, le Projet Gros Morne, phase I, le Projet Gros Morne, phase II et le Projet Les Méchins, les « Projets de Cartier »). Les participations de 38 % d'Innergex II dans le Parc éolien Anse-à-Valleau et le Parc éolien Baie-des-Sables ont été vendues au Fonds au moment du Placement. Voir la rubrique « Acquisitions importantes — Acquisition d'Innergex II ».

La Société et TransCanada détiennent chacune, à titre de copropriétaire indivis, leurs participations respectives dans les Projets de Cartier par l'entremise de sociétés en commandite à but unique (chacun, avec les propriétaires, un « Propriétaire de Cartier »). Pour chaque Projet de Cartier, le Propriétaire de Cartier respectif a nommé, aux termes d'une convention de gestion, un exploitant détenu à parts égales par la Société ou le Fonds, selon le cas, et TransCanada, pour la gestion de la construction, de l'exploitation et de la maintenance du projet.

### *Propriétaires de Cartier et Convention des propriétaires*

La Société est partie à une Convention de propriétaires avec TransCanada pour chaque Projet de Cartier. Chacune de ces conventions est datée du 25 février 2005 et a été modifiée et mise à jour le 1<sup>er</sup> septembre 2005, pour régir leurs droits et obligations respectifs à titre de propriétaires d'une partie indivise des actifs de chacun des Projets de Cartier (chacune, une « Convention de propriétaires »). Les Conventions de propriétaires sont, à tous égards importants, essentiellement les mêmes. Aux termes de chaque Convention de propriétaires, chaque Propriétaire de Cartier est responsable du paiement de sa dette et de l'exécution de ses obligations dans la mesure de sa participation dans un Projet de Cartier. Chaque Propriétaire de Cartier a convenu de limiter ses activités à l'aménagement, à la conception, à la construction, à la propriété, à l'exploitation et à la maintenance de centrales électriques, y compris son Projet de Cartier respectif, ainsi qu'à toute autre activité connexe.

Après la date de commencement de livraison de l'électricité générée par un Projet de Cartier aux termes d'un CAÉ et, sous réserve de certaines conditions, chaque Propriétaire de Cartier détient un droit de premier refus visant l'achat de l'autre participation du Propriétaire de Cartier dans ce Projet de Cartier, ainsi qu'un droit de première offre exigeant que l'autre Propriétaire de Cartier offre sa participation dans le Projet de Cartier avant de l'offrir à un tiers.

Lorsque se produit un cas de défaut aux termes d'une Convention de propriétaires à l'égard d'un Projet de Cartier :

- i) les droits de vote du Propriétaire de Cartier en défaut seront suspendus (autres qu'à des fins de prises de décisions unanimes des Propriétaires de Cartier) et le Propriétaire de Cartier en défaut ainsi que son représentant s'abstiendront de voter ou de participer à toute prise de décisions des Propriétaires de Cartier;
- ii) le Propriétaire de Cartier qui n'est pas en défaut peut, dans certains cas, faire valoir sa sûreté réciproque fournie aux termes de la convention de propriétaire; et
- iii) le Propriétaire de Cartier qui n'est pas en défaut peut exercer son droit d'acquisition forcée pour acquérir la participation de l'autre Propriétaire de Cartier dans le Projet de Cartier moyennant un montant équivalent à 85 % de sa juste valeur marchande, sous réserve de rajustements quant à la dette et aux autres responsabilités du Propriétaire de Cartier en défaut.

#### *Convention de séparation*

Les Propriétaires de Cartier (y compris les Propriétaires de Cartier du Fonds qui détiennent des participations dans les centrales Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau) sont également partie à une convention de séparation datée du 25 février 2005 (la « Convention de séparation ») laquelle énonce la procédure à suivre si l'un des Propriétaires de Cartier demande la séparation des Projets de Cartier entre leurs propriétaires respectifs. Une fois les deux Projets de Cartier achevés, la Convention de séparation permettra à tout Propriétaire de Cartier, dans un délai de 60 jours suivant la date d'achèvement d'un deuxième Projet de Cartier, de demander la séparation de tous les Projets de Cartier. Le Parc éolien Baie-des-Sables a été achevé. En outre, le Parc éolien Anse-à-Valleau, qui est déjà exploité commercialement mais qui n'est pas encore tout à fait achevé aux termes du contrat de construction, sera probablement le deuxième Projet de Cartier à être achevé. Toutefois, le Fonds a convenu, aux termes d'une convention conclue entre les Propriétaires de Cartier, Innergex AAV, S.E.C., Innergex BDS, S.E.C. et la Société datée du 6 décembre 2007 (la « Convention relative à la Convention de séparation »), de ne pas causer la séparation des Projets de Cartier sans le consentement écrit préalable de la Société. Advenant une demande de séparation, les deux Projets de Cartier achevés (soit le Parc éolien Anse-à-Valleau et le Parc éolien Baie-des-Sables) seraient attribués en fonction de leur juste valeur marchande respective, le parc ayant la plus grande valeur étant attribué à TransCanada et l'autre parc étant attribué au Fonds. Les Projets de Cartier restants seraient attribués entre la Société et TransCanada, en fonction du nombre total de MW des projets et des dates d'achèvement prévus, de sorte qu'après le processus de séparation, chaque Projet de Cartier individuel deviendra la propriété indirecte et intégrale de la Société, du Fonds ou de TransCanada.

Le Propriétaire de Cartier qui choisit de demander la séparation des Projets de Cartier doit donner un avis écrit de 30 jours à tous les autres Propriétaires de Cartier. Si les Propriétaires de Cartier ne s'entendent pas sur la juste valeur marchande de tous les Projets de Cartier dans un délai précisé, l'évaluation de la juste valeur marchande de chacun des Projets de Cartier à l'égard desquels ils ne se seront pas entendus sera déterminée par trois évaluateurs indépendants. Dans un délai de 21 jours suivant la dernière des éventualités suivantes, soit la détermination par les Propriétaires de Cartier de la juste valeur marchande de tous les Projets de Cartier ou la détermination par les évaluateurs indépendants de la juste valeur d'un Projet de Cartier, les Propriétaires de Cartier s'attribueront tous les Projets de Cartier entre eux conformément aux principes suivants : les deux premiers Projets de Cartier à être achevés seront attribués de la manière décrite ci-dessus et le total des MW des projets restants sera attribué de façon à tenir compte le plus possible du droit de propriété indivis de la Société et de TransCanada dans les Projets de Cartier et les dates d'achèvement prévues demeureront aussi semblables que possible. Si les Propriétaires de Cartier ne s'entendent pas sur l'attribution des Projets de Cartier restants, les Propriétaires de Cartier prépareront chacun leur proposition respective pour la répartition des Projets de Cartier et les rajustements correspondant aux écarts de la juste valeur marchande et les présenteront à un arbitre, lequel choisira la proposition la plus raisonnable.

Après l'attribution des Projets de Cartier entre les Propriétaires de Cartier, le Propriétaire de Cartier d'un Projet de Cartier donné qui lui a été attribué devra remettre à l'autre Propriétaire de Cartier de ce Projet de Cartier la différence entre la juste valeur marchande de son droit de propriété indivis antérieur dans ce Projet de Cartier et la juste valeur marchande de ce Projet de Cartier.

## Projet Carleton (propriété de 38 %) — en construction

Le Projet Carleton est un parc éolien en construction dans la ville de Carleton-sur-Mer et dans la municipalité régionale de comté de Bonaventure, au Québec. Le parc éolien a une puissance installée prévue de 109,5 MW et un rendement énergétique annuel estimé de 340 523 MWh. La construction du Projet Carleton a commencé en octobre 2007 et l'exploitation commerciale devrait débuter en au cours du quatrième trimestre de 2008. L'équipement de production se composera de 73 éoliennes de General Electric Company (« GE »), chacune d'une puissance de 1,5 MW. Les turbines à empennage à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres, produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendra un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre. Les éoliennes comportent une garantie de deux ans et la Société a choisi d'acheter une période de garantie prolongée de trois ans. Pendant cette période, GE a garanti que la disponibilité annuelle moyenne totale des éoliennes sera d'au moins 96 %. Le Projet Carleton sera relié au système de transport au moyen d'un poste de raccordement de 34,5 kV branché sur une ligne de transport de 230 kV sur 10 km que construira Hydro-Québec.

Le coût estimatif du Projet Carleton est de 181,2 millions de dollars. La tranche de 38 % de la Société du coût d'aménagement et de construction du Projet Carleton devrait être financée par i) un financement de projet sans recours pouvant être converti en un financement à long terme et ii) les sommes reçues du produit du Placement et les flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

L'approbation réglementaire environnementale à l'égard du Projet Carleton a récemment été obtenue, et les approbations réglementaires pour la construction et l'exploitation du Projet Carleton qui n'ont pas déjà été obtenues sont en cours. Le site du Projet Carleton est entièrement situé sur des terres publiques d'une superficie totale d'environ 4 445 hectares. Les Propriétaires de Cartier du Projet Carleton ont obtenu l'accès aux terres publiques aux termes d'une lettre d'intention conformément au *Programme d'implantation d'éoliennes* du MRN. Aux termes de la lettre d'intention intervenue avec le MRN, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRN si les conditions d'octroi sont respectées à sa satisfaction, et les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux ou conventions de droits fonciers seront déterminées en fonction des taux établis aux termes de la réglementation alors applicable.

La Société détient une participation de 50 % dans Cartier énergie éolienne (CAR) Inc., le gestionnaire du Projet Carleton. Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a conclu une convention avec la ville de Carleton-sur-Mer et la municipalité régionale de comté de Bonaventure à l'égard de la mise en valeur de l'industrie éolienne, des contributions volontaires et du démantèlement des éoliennes à la fin de leur vie utile. Conformément à ces conventions, Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a convenu d'enlever les éoliennes deux ans après la cessation définitive des activités du Projet Carleton. Afin de garantir cette obligation, Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a convenu de fournir à la ville de Carleton-sur-Mer et à la municipalité régionale de comté de Bonaventure, une lettre de crédit irrévocable ou une autre forme de garantie à compter de la onzième année d'exploitation du Projet Carleton d'un montant de 5 000 \$ par année par turbine. Aux termes de ces conventions, Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a souscrit à divers engagements, notamment : i) la création d'un comité de suivi pour le Projet Carleton et ii) l'embauche d'employés, d'entrepreneurs et de fournisseurs locaux, pourvu qu'ils aient les mêmes compétences et sous réserve de conditions concurrentielles d'embauche. Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a également convenu d'offrir i) une contribution forfaitaire et ii) une contribution volontaire annuelle de 1 000 \$ par MW installé à la ville de Carleton-sur-Mer et à la municipalité régionale de comté de Bonaventure pour les éoliennes installées sur leur territoire respectif. Cartier énergie éolienne (CAR) Inc. a de plus convenu d'aider certains organismes sans but lucratif situés dans la ville de Carleton-sur-Mer et sur le territoire de la municipalité régionale de comté de Bonaventure en créant un « Fonds de visibilité » auquel elle contribuerait un montant de 30 377 \$ par année devant être indexé conformément aux clauses d'indexation du CAÉ du Projet Carleton.

Le Projet Carleton a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, lequel expire 20 ans suivant le début de l'exploitation commerciale du Projet Carleton et est assujéti aux dispositions usuelles de

résiliation advenant violation importante du contrat. Les Propriétaires de Cartier du Projet Carleton sont assujettis aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ si le Projet Carleton n'est pas en exploitation commerciale d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2008, sous réserve de certains retards causés par Hydro-Québec ou d'autres tiers ou de toute prolongation en raison de force majeure prévue au CAÉ. Aux termes du CAÉ du Projet Carleton, les Propriétaires de Cartier ont convenu de livrer et de vendre 344 840 MWh par année. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec, lequel est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ du Projet Carleton, se base, jusqu'à une certaine quantité, sur le prix au 1<sup>er</sup> janvier 2004, soit 73,32 \$ par MWh, et doit être rajusté annuellement conformément à l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés.

La Société prévoit que le Projet Carleton sera admissible à l'Initiative écoÉNERGIE qui offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation (voir la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Énergie renouvelable au Canada — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada »). Aux termes du CAÉ du Projet Carleton, Hydro-Québec est autorisée à recevoir 75 % des paiements incitatifs totaux que les Propriétaires de Cartier du Projet Carleton reçoivent aux termes de l'Initiative écoÉNERGIE sur les énergies renouvelables ou de tout programme semblable.

#### Projets Gros Morne (propriété de 38 %)

Le Projet Gros Morne, phase I et le Projet Gros Morne, phase II (collectivement, les « Projets Gros Morne ») sont deux phases de développement d'un même parc éolien proposé qui sera situé dans la municipalité de Mont-Louis et la municipalité de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec. Les Projets Gros Morne ont une puissance installée totale prévue de 211,5 MW (100,5 MW pour la phase I et 111 MW pour la phase II) et un rendement énergétique annuel global prévu de 657 723 MWh (312 535 MWh par année pour la phase I et 345 188 MWh par année pour la phase II). Les dates de mise en service commerciale prévues pour la phase I et la phase II des Projets Gros Morne sont 2011 et 2012, respectivement. Le Projet Gros Morne, phase I devrait se composer de 67 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW, et le Projet Gros Morne, phase II devrait se composer de 74 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Les turbines GE à empennage à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage, dont 11 seront montées sur des tours en acier laminé de 65 mètres et 130 sur des tours en acier laminé de 80 mètres, produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendra un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre. Les éoliennes comportent une garantie de deux ans et la Société peut acheter une garantie prolongée de trois ans. Dans le cadre de la prestation des services d'exploitation et de maintenance, GE a garanti que la disponibilité annuelle moyenne totale des éoliennes sera d'au moins 96 %. Les Projets Gros Morne seront reliés au système de transport au moyen d'un poste de raccordement de 34,5 kV branché sur une ligne de transport d'environ 230 kV qui sera construite par Hydro-Québec.

Le coût estimatif des Projets Gros Morne est de 348,5 millions de dollars. La tranche de 38 % de la Société du coût d'aménagement et de construction des Projets Gros Morne devrait être financée par i) un financement de projet sans recours pouvant être converti en un financement à long terme et ii) les sommes reçues du produit du Placement et les flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Les Propriétaires de Cartier des Projets Gros Morne entreprennent actuellement les démarches nécessaires afin d'obtenir les approbations réglementaires requises pour la construction et l'exploitation des Projets Gros Morne. Tout retard peut avoir une incidence sur le début de l'exploitation commerciale et les coûts en capital du projet. La superficie totale du site des Projets Gros Morne est d'environ 6 707 hectares, dont 90 % sont situés sur des terres publiques. Les Propriétaires de Cartier des Projets Gros Morne s'affairent actuellement à obtenir les droits d'accès à l'égard des terres privées qui se trouvent dans les Projets Gros Morne. Même si la Société ne prévoit pas avoir de difficultés à obtenir ces droits d'accès, tout retard peut avoir une incidence sur la date finale de la mise en service commerciale et sur les coûts en capital du projet. En ce qui a trait aux terres publiques, le MRN a émis une lettre d'intention en faveur des Propriétaires de Cartier du Projet Gros Morne conformément au *Programme d'implantation d'éoliennes*. Conformément à la lettre d'intention intervenue avec le MRN, des baux et d'autres droits fonciers



devraient être accordés par le MRN si les conditions sont respectées. Les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux ou conventions de droits fonciers seront déterminées en fonction des taux établis par la réglementation alors applicable.

Les Projets Gros Morne sont assujettis au même CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, lequel expire 21 ans après le début de l'exploitation commerciale du Projet Gros Morne, phase I et est assujéti aux dispositions usuelles de résiliation dans le cas d'une violation importante du contrat. Les Propriétaires de Cartier des Projets Gros Morne sont assujettis aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ si le Projet Gros Morne, phase I n'est pas en exploitation commerciale d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2011 et si le Projet Gros Morne, phase II n'est pas en exploitation commerciale d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2012, sous réserve de certains retards causés par Hydro-Québec ou d'autres tiers ou de toute prolongation en raison de force majeure prévue dans le CAÉ. Aux termes du CAÉ des Projets Gros Morne, les Propriétaires de Cartier des Projets Gros Morne ont convenu de livrer et de vendre un minimum de 683 071 MWh par année après la date de début de l'exploitation commerciale du Projet Gros Morne, phase II. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec aux termes du CAÉ des Projets Gros Morne a été établi à 65,58 \$ par MWh au 1<sup>er</sup> janvier 2004 et est rajusté conformément à l'IPC et à certains autres facteurs prévus dans ce CAÉ et est rajusté davantage pour le Projet Gros Morne, phase II.

La Société prévoit présenter une demande aux termes de tout programme semblable à l'Initiative écoÉNERGIE, si disponible pour les Projets Gros Morne. Aux termes du CAÉ des Projets Gros Morne, Hydro-Québec serait toutefois autorisée à recevoir 75 % des paiements incitatifs totaux, le cas échéant, que les Propriétaires de Cartier des Projets Gros Morne reçoivent aux termes de l'Initiative écoÉNERGIE ou de tout programme semblable.

#### Projet Montagne-Sèche (participation de 38 %)

Le Projet Montagne-Sèche est un parc éolien proposé qui est situé dans la municipalité du canton de Cloridorme, au Québec. Le parc éolien a une puissance installée prévue de 58,5 MW et un rendement énergétique annuel estimatif de 182 743 MWh. La construction du Projet Montagne-Sèche devrait débuter et se terminer en 2011. Le Projet Montagne-Sèche devrait se composer de 39 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Les turbines à empennage à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres, produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendra un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre. Les éoliennes sont assorties d'une garantie de deux ans et la Société peut acheter une garantie prolongée de trois ans. Dans le cadre de la prestation des services d'exploitation et de maintenance, GE a garanti que la disponibilité annuelle moyenne totale des éoliennes sera d'au moins 96 %. Le Projet Montagne-Sèche sera relié au système de transport au moyen d'un poste de raccordement de 34,5 kV branché sur une ligne de transport d'environ 161 kV que construira Hydro-Québec.

Le coût estimatif du Projet Montagne-Sèche est de 103 millions de dollars. La tranche de 38 % de la Société du coût d'aménagement et de construction du Projet Montagne-Sèche devrait être financée par i) un financement de projet sans recours qui pouvant être converti en un financement à long terme et ii) les sommes reçues du produit du Placement et du Placement privé concomitant et les flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Les Propriétaires de Cartier prévoient commencer à obtenir les approbations réglementaires nécessaires pour la construction et l'exploitation du Projet Montagne-Sèche d'ici juin 2009. Tout délai peut avoir une incidence sur la date finale du début de l'exploitation commerciale et les coûts en capital du projet. La superficie totale du site du Projet Montagne-Sèche est d'environ 1 747 hectares, dont 100 % sont situés sur des terres publiques. Le MRN a émis une lettre d'intention en faveur des Propriétaires de Cartier du Projet Montagne-Sèche aux termes du *Programme d'implantation d'éoliennes*. Conformément à la lettre d'intention intervenue avec le MRN, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRN si les conditions sont respectées. Les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux ou conventions de droits fonciers seront déterminées en fonction des taux établis aux termes de la réglementation alors applicable.

Le Projet Montagne-Sèche a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, lequel expire 20 ans après le début de l'exploitation commerciale du Projet Montagne-Sèche et est assujéti aux dispositions usuelles de résiliation dans le cas d'une violation importante du contrat. Les Propriétaires de Cartier du Projet Montagne-Sèche sont assujéti aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ si le Projet Montagne-Sèche n'est pas en exploitation commerciale d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2011, sous réserve de certains retards causés par Hydro-Québec ou d'autres tiers ou de toute prolongation en raison de force majeure prévue dans le CAÉ. Aux termes du CAÉ du Projet Montagne-Sèche, les Propriétaires de Cartier ont convenu de livrer et de vendre un minimum de 191 711 MWh par année. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec, qui est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ du Projet Montagne-Sèche, se base sur le prix au 1<sup>er</sup> janvier 2004, soit 68,80 \$ par MWh, et doit être rajusté annuellement conformément à l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés.

La Société prévoit présenter une demande aux termes de tout programme semblable à l'Initiative écoÉNERGIE, si disponible pour le Projet Montagne-Sèche. Aux termes du CAÉ du Projet Montagne-Sèche, Hydro-Québec serait toutefois autorisée à recevoir 75 % des paiements incitatifs totaux, le cas échéant, que les Propriétaires de Cartier du Projet Montagne-Sèche reçoivent aux termes de l'Initiative écoÉNERGIE ou de tout programme semblable.

### *Projets prospectifs*

Tous les Projets prospectifs décrits ci-après sont à un stade préliminaire de développement. Certains des Projets prospectifs ont fait l'objet d'offre aux termes de la DP de 2 000 MW du Québec, certains visent des futures DP précises et d'autres seront disponibles pour des futures DP qui ne sont pas encore annoncées. On ne peut être certain que les Projets prospectifs seront réalisés.

#### Projets de parcs éoliens prospectifs

##### *DP de 2 000 MW du Québec*

Le 31 octobre 2005, Hydro-Québec a émis la DP de 2 000 MW du Québec. Le 18 septembre 2007, la Société a soumis trois offres dans le cadre de cette DP pour des projets représentant une puissance installée potentielle totale de 322,5 MW et un rendement énergétique annuel potentiel de 975 200 MWh. Même s'il était initialement prévu qu'Hydro-Québec annonce les offres gagnantes en février 2008, on s'attend maintenant à ce qu'elle les annonce en avril ou en mai 2008.

Les trois projets pour lesquels la Société a présenté des offres dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec sont le Projet Roussillon, le Projet Kamouraska et le Projet Massif-du-Sud.

##### **Projet Roussillon (propriété exclusive)**

Le Projet Roussillon est un projet de parc éolien qui serait situé dans les municipalités de Saint-Philippe, de La Prairie et de Saint-Jacques-le-Mineur d'une puissance installée prévue de 108 MW et d'un rendement énergétique moyen à long terme prévu de 312 500 MWh par année.

Le Projet Roussillon devrait se composer de 72 éoliennes à empannage d'une puissance de 1,5 MW chacune à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres, qui produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendrait un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre.

Conformément à l'offre soumise par la Société, la première date proposée du début de l'exploitation commerciale du Projet Roussillon est le 1<sup>er</sup> décembre 2010.

La superficie totale du Projet Roussillon est d'environ 1 456 hectares, tous situés sur des terres privées. Des conventions d'option visant l'acquisition des droits d'utilisation et des droits d'accès aux terres nécessaires ont été conclues avec les propriétaires terriens privés relativement à plus de 82 % des terres privées afin de construire des routes et/ou d'ériger des éoliennes et des installations électriques sur leurs terres. La Société croit qu'elle sera en mesure d'obtenir les droits relatifs aux terres restantes nécessaires à la mise en œuvre du Projet Roussillon.

Une étude préliminaire d'impact environnemental à l'égard du Projet Roussillon a été remise au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Certains résidents de Saint-Philippe et de Saint-Jacques-le-Mineur ont récemment manifesté leur opposition au projet. Toutefois, une telle situation n'est pas inhabituelle puisque la Société en est au début de son processus d'information publique et de consultation avec les collectivités pertinentes. La Société est confiante que, si le Projet Roussillon est choisi par Hydro-Québec, elle réussira à obtenir l'approbation de la majorité des résidents ainsi que les autorisations et permis nécessaires.

La Société a inscrit le Projet Roussillon à la nouvelle Initiative écoÉNERGIE, laquelle offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les 10 premières années d'exploitation. Le type de CAÉ aux termes de la DP de 2 000 MW du Québec prévoit qu'Hydro-Québec serait autorisée à recevoir 75 % de ce paiement incitatif à l'égard du Projet Roussillon.

#### Projet Kamouraska (participation exclusive)

Le Projet Kamouraska est un projet de parc éolien qui serait situé dans le territoire non organisé de Picard, au Québec. Le projet a une puissance installée prévue de 124,5 MW et une production moyenne à long terme prévue de 363 000 MWh par année.

Conformément à l'offre soumise par la Société, la première date proposée du début de l'exploitation commerciale du Projet Kamouraska est le 1<sup>er</sup> décembre 2011.

Le Projet Kamouraska devrait se composer de 83 éoliennes à empennage d'une puissance de 1,5 MW à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres, qui produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendra un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre. La superficie totale du Projet Kamouraska est d'environ 9 790 hectares, tous situés sur des terres publiques pour lesquelles une lettre d'intention à l'égard de l'utilisation de ces terres a été obtenue auprès du MRN.

La Société a réalisé les travaux saisonniers sur le terrain nécessaires pour les études relatives aux oiseaux et aux chauves-souris dans le cadre du Projet Kamouraska afin qu'une étude d'impact environnemental complète soit remise au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs en 2008.

La Société a inscrit le Projet Kamouraska à la nouvelle Initiative écoÉNERGIE, laquelle offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. La formule proposée de CAÉ aux termes de la DP de 2 000 MW du Québec prévoit qu'Hydro-Québec serait autorisée à recevoir 75 % de ce paiement incitatif à l'égard du Projet Kamouraska.

Un concurrent a présenté une offre pour un parc éolien situé sur une partie de la superficie couverte par le Projet Kamouraska dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec. Par conséquent, si Hydro-Québec accorde le projet à ce concurrent, la Société ne pourra plus développer le Projet Kamouraska.

#### Projet Massif-du-Sud (participation exclusive)

Le Projet Massif-du-Sud est un projet de parc éolien qui serait situé dans les municipalités de Saint-Luc-de-Bellechasse, de Saint-Magloire, de Notre-Dame-Auxiliatrice-de-Buckland et de Saint-Philémon. Le

projet a une puissance installée prévue de 90 MW et une production moyenne à long terme prévue de 299 700 MWh par année.

Conformément à l'offre soumise par la Société, la première date proposée du début de l'exploitation commerciale du Projet Massif-du-Sud est le 1<sup>er</sup> décembre 2012.

Le Projet Massif-du-Sud devrait se composer de 60 éoliennes à empennage d'une puissance de 1,5 MW chacune à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres, qui produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprendrait un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre.

La superficie totale du Projet Massif-du-Sud est d'environ 4 199 hectares, dont environ 87 % sont situés sur des terres publiques pour lesquelles une lettre d'intention à l'égard de l'utilisation de ces terres a été obtenue auprès du MRN. Des conventions d'option visant l'acquisition des droits d'utilisation et des droits d'accès aux terres nécessaires ont été conclues avec des propriétaires fonciers privés pour environ 60 % des terres privées afin de construire des routes et/ou d'ériger des éoliennes et des installations électriques sur leurs terres. Même si la Société croit qu'elle sera en mesure d'obtenir les droits relatifs aux terres privées restantes, le montant total des terres publiques et privées actuellement obtenu est d'ores et déjà suffisant pour permettre la mise en œuvre du Projet Massif-du-Sud.

Deux concurrents ont présenté des offres pour des projets de parcs éoliens situés sur une partie des terres couvertes par le Projet Massif-du-Sud dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec. Par conséquent, si Hydro-Québec accorde le projet à l'un des concurrents, la Société ne pourra plus développer le Projet Massif-du-Sud.

#### *Autres projets de parcs éoliens prospectifs au Québec*

##### **Projet Saint-Constant (participation exclusive)**

Le Projet Saint-Constant est un projet de parc éolien qui serait situé dans la municipalité de Saint-Constant et de Saint-Mathieu. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 70 MW et une production moyenne à long terme prévue d'environ 220 000 MWh par année. Le Projet Saint-Constant se composera d'un maximum de 35 éoliennes d'une puissance de 1,5 à 2 MW chacune.

La superficie totale du Projet Saint-Constant est d'environ 624 hectares, tous situés sur des terres privées. La Société a conclu des contrats d'option visant l'utilisation de plus de 71 % des terres requises pour l'emplacement projeté des turbines et l'infrastructure connexe comme les routes et le réseau électrique. Puisque d'autres configurations existent pour la mise en œuvre du Projet Saint-Constant, la Société est d'avis qu'obtenir les droits sur les terres restantes nécessaires ne constitue pas un risque important à la mise en œuvre de ce projet.

La Société a réalisé les travaux saisonniers sur le terrain nécessaires pour les études relatives aux oiseaux et aux chauves-souris pour l'étude d'impact environnemental dans le cadre du Projet Saint-Constant en vue d'une étude d'impact environnemental exhaustive éventuelle devant être remise au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec.

La Société prévoit poursuivre le Projet Saint-Constant au moyen de la DP relative aux projets de parcs éoliens municipaux du Québec ou d'une DP future relative à des projets de parcs éoliens pouvant être émise par Hydro-Québec.

### **Projet Club des Hauteurs (participation exclusive)**

Le Projet Club des Hauteurs est un projet de parc éolien qui serait situé dans la municipalité de L'Anse-Saint-Jean. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 195,5 MW et une capacité de production moyenne à long terme prévue d'au plus 600 000 MWh par année. Le Projet Club des Hauteurs se composerait d'au maximum de 85 turbines de catégorie 1 d'une puissance de 2 à 2,3 MW.

La superficie totale du Projet Club des Hauteurs est d'environ 5 249 hectares, tous situés sur des terres publiques. La Société a reçu une lettre d'intention à l'égard de l'utilisation de ces terres du MRN.

La Société prévoit poursuivre le Projet Club des Hauteurs au moyen d'une future DP relative à l'énergie éolienne émise par Hydro-Québec.

### **Projet Haute-Côte-Nord est (propriété exclusive)**

Le Projet Haute-Côte-Nord est un projet de parc éolien qui serait situé dans le territoire non organisé de Lac-au-Brochet dans la municipalité régionale de comté de Haute-Côte-Nord. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 170 MW et une capacité de production moyenne à long terme prévue d'au plus 530 000 MWh par année. Le Projet Haute-Côte-Nord se composerait de 85 éoliennes d'une puissance de 1,5 à 2 MW chacune.

La superficie totale du Projet Haute-Côte-Nord est d'environ 4 164 hectares, tous situés sur des terres publiques. Une lettre d'intention initiale à l'égard de l'utilisation de ces terres a été obtenue du MRN.

La Société prévoit poursuivre le Projet Haute-Côte-Nord est au moyen d'une future DP relative à l'énergie éolienne émise par Hydro-Québec.

Deux concurrents ont présenté une offre pour des projets de parcs éoliens situés sur une partie des terres couvertes par le Projet Haute-Côte-Nord est dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec. Si Hydro-Québec accorde le projet à l'un de ces concurrents, la Société ne pourra plus développer le Projet Haute-Côte-Nord est.

### **Projet Haute-Côte-Nord ouest (propriété exclusive)**

Le Projet Haute-Côte-Nord ouest est un projet de parc éolien qui serait situé dans les territoires non organisés de Lac-au-Brochet et du Mont Valin, qui font respectivement partie des municipalités régionales de comté de Haute-Côte-Nord et de Fjord-du-Saguenay. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 168 MW et une capacité de production moyenne à long terme prévue d'au plus 540 000 MWh par année. Le Projet Haute-Côte-Nord ouest se composerait de 84 éoliennes d'une puissance de 1,5 à 2 MW.

La superficie totale du Projet Haute-Côte-Nord ouest est d'environ 5 312 hectares, tous situés sur des terres publiques. Une lettre d'intention initiale à l'égard de l'utilisation de ces terres a été obtenue du MRN.

La Société prévoit poursuivre le Projet Haute-Côte-Nord ouest au moyen d'une future DP relative à l'énergie éolienne émise par Hydro-Québec.

Deux concurrents ont présenté une offre pour des projets de parcs éoliens situés sur une partie des terres couvertes par le Projet Haute-Côte-Nord ouest dans le cadre de la DP de 2 000 MW du Québec. Si Hydro-Québec accorde le projet à l'un de ces concurrents, la Société ne pourra plus développer le Projet Haute-Côte-Nord ouest.

### **Projet Rivière-au-Renard (propriété de 50 %)**

Le Projet Rivière-au-Renard est un projet de parc éolien qui serait situé dans le territoire de la ville de Gaspé. Le projet a une puissance installée prévue maximum de 25 MW et une capacité de production moyenne à long terme

prévue d'au plus 74 000 MWh par année. Le Projet Rivière-au-Renard se composerait de 12 à 16 éoliennes, d'une puissance de 1,5 à 2,0 MW chacune.

Le Projet Rivière-au-Renard est principalement situé sur des terres publiques. La Société a conclu une convention avec un titulaire de droits d'accès sur des terres privées pour obtenir l'accès au projet. En vue de présenter une offre dans le cadre de la DP prévue d'Hydro-Québec réservée aux municipalités des Premières nations, le Projet Rivière-au-Renard serait aménagé en partenariat avec les autorités locales.

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

Le Projet Les Méchins est un projet de parc éolien qui serait situé dans les municipalités de Grosse-Roche, Les Méchins et Saint-Jean-de-Cherbourg, au Québec. Le projet a une puissance installée prévue de 150 MW et une production moyenne à long terme prévue de 395 251 MWh par année. La Société et TransCanada détiennent respectivement en propriété indirecte 38 % et 62 % du Projet Les Méchins, sous réserve d'arrangements essentiellement semblables à ceux décrits précédemment aux rubriques « Propriétaires de Cartier et Convention de propriétaires » et « Convention de séparation ».

Le Projet Les Méchins est conçu pour avoir 100 éoliennes à empannage d'une puissance de 1,5 MW chacune à axe horizontal, avec régulation de l'orientation de l'angle de calage et montées sur des tours en acier laminé de 80 mètres, qui produiront de l'énergie lorsque les vents seront de 3,5 à 25 mètres par seconde.

Le site du Projet Les Méchins couvrirait environ 14 000 hectares, dont environ 40 % sont situés sur des terres privées et 60 % sur des terres publiques. À l'égard des terres privées, les options conclues par les propriétaires fonciers privés avant 2005 visant l'acquisition du droit de superficie et les servitudes nécessaires afin de construire des routes et/ou d'ériger des éoliennes et des installations électriques ont expirées, et les Propriétaires de Cartier du Projet Les Méchins ont conclu de nouvelles conventions d'options uniquement avec certains propriétaires fonciers. Des négociations sont en cours avec la plupart des propriétaires terriens privés et des difficultés se sont posées dans le cadre du processus d'obtention des droits de superficies et des servitudes en raison du fait que les propriétaires terriens n'ont pas voulu autoriser que les conventions soient renouvelables pour une période additionnelle de 25 ans après l'expiration de la durée initiale de 25 ans même si les contrats d'option initiaux prévoyaient un bail de 50 ans. À l'égard des terres publiques, une lettre d'intention a été délivrée par le MRN en faveur des Propriétaires de Cartier du Projet Les Méchins aux termes du *Programme d'implantation d'éoliennes*. Aux termes de la lettre d'intention intervenue avec le MRN, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRN si les conditions lui convenant sont respectées, et les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux ou conventions de droits fonciers seront déterminées en fonction des taux établis aux termes de la réglementation alors applicable.

Le Projet Les Méchins a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, lequel expire 20 ans suivant la date à laquelle le Projet Les Méchins commence à livrer l'électricité. Aux termes du CAÉ du Projet Les Méchins, la Société devait acquérir le droit relatif aux superficies d'au moins 80 % des terres privées nécessaires au Projet Les Méchins au plus tard le 1<sup>er</sup> février 2008. Cette exigence n'était pas remplie à cette date et la Société négocie encore l'obtention de ces droits. Cela pourrait faire en sorte que la Société soit en défaut aux termes du CAÉ du Projet Les Méchins si elle ne corrige pas le défaut dans les 60 jours de la réception d'un avis de ce défaut d'Hydro-Québec. Aucun avis de défaut n'a été reçu d'Hydro-Québec jusqu'à ce jour. De plus, le délai d'acquisition des droits fonciers nécessaires pourrait faire en sorte que la Société ne puisse pas réaliser en temps opportun d'autres étapes clés nécessaires au développement du Projet Les Méchins, y compris la date du début de livraison de l'électricité. La Société a garanti que cette date ne dépassera pas le 1<sup>er</sup> décembre 2009.

Aux termes du CAÉ du Projet Les Méchins, les Propriétaires de Cartier du Projet Les Méchins ont convenu de livrer et de vendre une quantité minimum d'électricité de 395 251 MWh par année. Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec, lequel est établi aux termes d'une formule prévue dans le CAÉ du Projet Les Méchins, se base,

jusqu'à une certaine quantité, sur le prix au 1<sup>er</sup> janvier 2004, soit 71,81 \$ par MWh, et doit être rajusté annuellement conformément à l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés.

La Société fait actuellement face à deux difficultés à l'égard du Projet Les Méchins : i) elle négocie encore avec les propriétaires terriens privés les modalités de l'option de renouvellement qui permettraient d'obtenir les droits d'utilisation des terres nécessaires après la durée initiale de 25 ans et ii) il y a eu dernièrement des hausses de prix pour les turbines et le contrat relatif à la fourniture de turbines conclu avec GE ne garantit pas la fourniture des turbines nécessaires pour le projet à un prix qui assurerait la viabilité économique du Projet Les Méchins. La Société et ses associés s'engagent à explorer toutes les options disponibles afin d'achever le Projet Les Méchins, y compris la relocalisation des turbines sur les terres publiques, la renégociation du contrat relatif à la fourniture de turbines conclu avec GE ou encore la négociation d'un contrat avec un autre fournisseur de turbines qui respecte les conditions de la DP applicable. Néanmoins, des retards dans l'obtention des droits fonciers avec des propriétaires fonciers privés ou la résiliation du contrat relatif à la fourniture de turbines par l'une ou l'autre des parties pourraient mettre en danger la réalisation du Projet Les Méchins ou la date finale de la mise en service commerciale et les coûts en capital du projet. Pour ces raisons, la Société place le Projet Les Méchins dans la catégorie des Projets prospectifs plutôt que dans la catégorie des Projets en développement avec CAÉ. Voir également la rubrique « Facteurs de risque — Lien avec Hydro-Québec ».

#### *Projets de parcs éoliens prospectifs de la Colombie-Britannique*

La Société a repéré divers projets prospectifs de parcs éoliens en Colombie-Britannique, soit le Projet Carp Forest, le Projet Crater Mountain, le Projet Poplar Hills, le Projet Nulki Hills, le Projet Saxton Lake, le Projet Tatuk Lake, le Projet Trachyte Hills, le Projet Hixon et le Projet Vancouver Island Range (les « Projets de parcs éoliens prospectifs de la Colombie-Britannique »). La Société a récemment cessé l'aménagement de deux projets de parcs éoliens prospectifs, un situé environ 15 kilomètres au nord-ouest de Sechelt, dans la région de la côte sud de la Colombie-Britannique, et un situé à environ 20 kilomètres au nord-ouest de Gibsons, dans la région de la côte sud de la Colombie-Britannique, puisqu'elle a évalué que des facteurs environnementaux restreindraient la superficie disponible pour l'aménagement de parcs éoliens sur ces terres. Les Projets de parcs éoliens prospectifs de la Colombie-Britannique ont une puissance installée potentielle totale d'environ 1 217,5 MW. La Société prévoit présenter des offres pour les Projets de parcs éoliens prospectifs de la Colombie-Britannique les plus réalisables dans le cadre de la DP de BC Hydro à venir ciblant environ 5 000 MWh (soit 1 250 MW, compte tenu d'un facteur de capacité de 45 % pour diverses sources d'énergie propre) d'énergie propre, et qui devrait être émise en 2008 ou au début de 2009. La Société prévoit être en mesure de présenter des offres pour des Projets de parcs éoliens prospectifs de la Colombie-Britannique ayant une puissance installée potentielle totale maximale de 475 MW dans le cadre de DP futures qui pourraient comprendre la DP à venir devant être émise en 2008 ou au début de 2009.

Même s'il est prévu que les Projets de parcs éoliens prospectifs de la Colombie-Britannique seront détenus exclusivement par la Société, il est possible que les participations de la Société dans un ou plusieurs de ces projets soient éventuellement partagées avec un partenaire stratégique.

#### **Projet Carp Forest (propriété exclusive)**

Le Projet Carp Forest est un parc éolien qui serait situé à environ à 75 kilomètres au nord-ouest de Prince George, dans la région intérieure centrale de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Carp Forest pourrait se composer de 50 éoliennes pour une puissance installée potentielle totale de 125 MW.

La zone exploitable totale du Projet Carp Forest est d'environ 10 000 hectares, tous situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 4 811 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la Société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation assurerait une

réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le Projet Carp Forest est situé à environ 40 kilomètres d'une ligne de transport de 230 kV de BCTC et à 30 kilomètres d'une ligne de transport de 69 kV de BCTC.

#### Projet Crater Mountain (propriété exclusive)

Le Projet Crater Mountain est un parc éolien qui serait situé à environ 30 kilomètres au sud-sud-est de Princeton, dans la région Thompson Okanagan de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Crater Mountain pourrait se composer de 30 éoliennes pour une puissance installée potentielle totale de 45 MW.

La zone exploitable totale du Projet Crater Mountain est d'environ 1 500 hectares, tous situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 1 454 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la Société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation assurerait une réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le Projet Crater Mountain est situé à environ 20 kilomètres d'une ligne de transport de 138 kV de BCTC.

#### Projet Poplar Hills (propriété exclusive)

Le Projet Poplar Hills est un parc éolien qui serait situé à environ 40 kilomètres au nord-ouest de Fort Nelson, au nord-est de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Poplar Hills pourrait se composer de 190 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 475 MW. La ligne de transport de 138 kV de l'Alberta Power Limited située environ 70 kilomètres du Projet Poplar Hills ne peut actuellement soutenir qu'une puissance d'environ 150 MW.

La zone exploitable totale du Projet Poplar Hills est d'environ 45 000 hectares, tous situés sur des terres publiques. Des demandes visant trois permis d'investigation ont été présentées à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie totale de 10 876 hectares. S'ils sont accordés, les permis d'investigation permettront l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la Société pour une période de deux ans. Les permis d'investigation assureraient une réclamation territoriale de premier rang et empêcheraient d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

En plus des appels de proposition de BC Hydro visant l'énergie propre prévus pour 2008, la Société cherche également à positionner le Projet Poplar Hills pour un futur appel d'offres aux termes d'une demande d'expression d'intérêt récemment émise par BC Hydro pour des sources d'énergie propre spécifiques à la région de Fort Nelson.

Le Projet Poplar Hills est situé à environ 70 kilomètres d'une ligne de transport de 138 kV d'Alberta Power Limited.

#### Projet Nulki Hills (propriété exclusive)

Le Projet Nulki Hills est un parc éolien qui serait situé à environ 35 kilomètres au sud de Vanderhoof, dans la région intérieure centrale de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Nulki Hills pourrait se composer de 30 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 60 MW.



La zone exploitable totale du Projet Nulki Hills est d'environ 6 000 hectares, tous situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 4 936 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la Société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation assurerait une réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le Projet Nulki Hills est situé à environ 24 kilomètres d'une ligne de transport de 230 kV de BCTC et d'une ligne de transport de 69 kV de BCTC.

#### Projet Saxton Lake (propriété exclusive)

Le Projet Saxton Lake est un parc éolien qui serait situé à environ 45 kilomètres à l'ouest nord-ouest de Prince George, dans la région centrale intérieure de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Saxton Lake pourrait se composer de 50 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 125 MW.

La zone exploitable totale du Projet Saxton Lake est d'environ 10 000 hectares, tous situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 3 644 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la Société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation assurerait une réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le Projet Saxton Lake est situé à environ 20 kilomètres d'une ligne de transport de 69 kV de BCTC et à 35 ou à 40 kilomètres de lignes de transport de 230 kV de BCTC.

#### Projet Tatuk Lake (propriété exclusive)

Le Projet Tatuk Lake est un parc éolien qui serait situé à environ 50 kilomètres au sud-ouest de Vanderhoof, dans la région centrale intérieure de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Tatuk Lake pourrait se composer de 70 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 175 MW.

La zone exploitable totale du Projet Tatuk Lake est d'environ 8 000 hectares, tous situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 4 890 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la Société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation assurerait une réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le Projet Tatuk Lake est situé à environ 30 kilomètres d'une ligne de transport de 230 kV de BCTC ou à 31 kilomètres d'une ligne de transport de 36 kV de BCTC.

#### Projet Trachyte Hills (propriété exclusive)

Le Projet Trachyte Hills est un parc éolien qui serait situé à environ 10 kilomètres à l'ouest de Cache Creek, dans la région Thompson Okanagan de Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Trachyte Hills pourrait se composer de 35 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 52,5 MW.

La zone exploitable totale du Projet Trachyte Hills est d'environ 4 000 hectares, tous situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 4 089 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la Société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation assurerait une réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le Projet Trachyte Hills est situé à moins de dix kilomètres de diverses lignes de transport de BCTC.

#### Projet Hixon (propriété exclusive)

Le Projet Hixon est un parc éolien qui serait situé à environ 60 kilomètres au sud de Prince George, dans la région centrale intérieure de la Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Hixon pourrait se composer de 50 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 100 MW.

La zone exploitable totale du Projet Hixon est d'environ 6 000 hectares, situés sur des terres publiques et privées. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 4 979 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la Société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation assurerait une réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le Projet Hixon est situé à environ 11 kilomètres d'une ligne de transport de 230 kV de BCTC.

#### Vancouver Island Range (propriété exclusive)

Le Projet Vancouver Island Range est un parc éolien qui serait situé à environ 26 km au sud de Port Hardy dans la partie nord de l'Île de Vancouver en Colombie-Britannique. Selon l'évaluation préliminaire de la Société, le Projet Vancouver Island Range pourrait se composer de 30 éoliennes d'une puissance installée potentielle totale de 60 MW.

La zone exploitable totale du Projet Vancouver Island Range est d'environ 550 hectares, tous situés sur des terres publiques. Une demande de permis d'investigation a été présentée à l'*Integrated Land Management Bureau* à l'égard d'une superficie de 550 hectares. S'il est accordé, le permis d'investigation permettra l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnera une option de développement à la Société pour une période de deux ans. Le permis d'investigation assurerait une réclamation territoriale de premier rang et empêcherait d'autres demandeurs de demander des terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par le permis.

Le Projet Vancouver Island Range est situé à environ 2 km d'une ligne de transport de 138 kV de BCTC.

#### Projets hydroélectriques prospectifs

##### Projet Kaipit (propriété exclusive)

Le Projet Kaipit est un projet hydroélectrique au fil de l'eau prospectif d'une puissance installée potentielle de 9,9 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 31 023 MWh. Le projet serait situé sur la rivière Kaipit, environ 40 kilomètres au sud de Port McNeill et 16 kilomètres à l'ouest de Woss sur l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique.

Le Projet Kaipit aurait une prise d'eau principale pour faire dévier le débit d'eau dans la conduite forcée. La conduite forcée de 4,5 kilomètres serait divisée en deux segments. Le premier segment se composerait d'une canalisation à faible pression qui suit la courbe de niveau et le deuxième segment se composerait d'une conduite forcée à haute pression allant jusqu'à la centrale située sur la rivière Kaipit juste en amont de la route Nimpkish.

La centrale hébergerait deux turbines « Francis » d'une puissance de 4,95 MW. En outre, la centrale contiendra tout l'équipement auxiliaire nécessaire, notamment l'équipement lié à la protection, au contrôle, à la commutation et aux communications. Des études d'interconnexion préliminaires indiquent que le mode privilégié pour livrer l'électricité générée par l'installation de production Kaipit jusqu'au réseau de distribution de BC Hydro consiste en la construction d'une ligne de transport de 25 kV sur 16 kilomètres le long de la route Nimpkish jusqu'à la collectivité de Woss où se trouve un poste de raccordement de BC Hydro. D'autres moyens pour assurer l'interconnexion entre la production et le transport pourraient également être évalués aux termes desquels l'électricité générée à l'installation de production Kaipit serait interconnectée soit à la ligne de 138 kV du côté à haute tension du poste de raccordement Woss, soit directement liée à la ligne de 138 kV environ 6 kilomètres à l'est de la centrale le long de la route Nimpkish.

La Société prévoit soumettre le Projet Kaipit au Programme d'offre standard actuellement élaboré par BC Hydro pour les projets en Colombie-Britannique d'une puissance installée inférieure à 10 MW. Le prix régional proposé initial de l'énergie en 2007 pour les projets de la région de l'île de Vancouver aux termes de ce programme s'établit à 82,05 \$ par MWh, soit un prix de l'énergie de 79 \$ par MWh et un prix lié à l'environnement de 3,05 \$ par MWh. Il est prévu que BC Hydro publiera les modalités du Programme d'offre standard en avril 2008.

#### Projet Kokish (propriété exclusive)

Le Projet Kokish est un projet hydroélectrique au fil de l'eau prospectif d'une puissance installée potentielle de 9,9 MW et d'un rendement énergétique annuel potentiel de 38 407 MWh. Le projet est situé sur la fourche est de la rivière Kokish, environ 10 kilomètres au sud-ouest de Port McNeill au nord de l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique.

Le Projet Kokish aurait une prise d'eau principale pour faire dévier le débit d'eau dans la conduite forcée, laquelle serait divisée en deux segments. Le premier segment se composerait d'une canalisation à faible pression de 2 kilomètres le long d'un chemin forestier déclassé. Le deuxième segment se composerait d'une conduite forcée à haute pression le long d'un chemin forestier actif sur 0,9 kilomètre, suivi d'un autre chemin forestier déclassé jusqu'à la centrale située sur la rive ouest de la rivière Kokish, juste en amont de la confluence de la rivière Bonanza. La centrale contiendrait deux turbines « Francis » de 4,95 MW. En outre, la centrale contiendrait tout l'équipement auxiliaire nécessaire, notamment l'équipement lié à la protection, au contrôle, à la commutation et aux communications.

Des études d'interconnexion préliminaires indiquent que le moyen privilégié pour livrer l'électricité générée de l'installation de production Kokish jusqu'au réseau de distribution de BC Hydro consiste à construire une ligne de transport de 25 kV sur 10 kilomètres le long du chemin forestier principal dans une direction nord jusqu'au système de distribution de 25 kV situé juste à l'est de Beaver Cove. D'autres moyens pour assurer l'interconnexion entre la production et le transport seront également évalués aux termes desquels l'électricité générée à l'installation de production Kokish serait interconnectée à la ligne de 138 kV en reliant directement la ligne de 138 kV environ 1,5 kilomètre à l'ouest de la centrale.

La Société prévoit soumettre le Projet Kokish au Programme d'offre standard actuellement élaboré par BC Hydro pour les projets en Colombie-Britannique d'une puissance installée inférieure à 10 MW. Le prix régional proposé initial de l'énergie pour les projets de la région de l'île de Vancouver aux termes de ce programme s'établit à 82,05 \$ par MWh, soit un prix de l'énergie de 79 \$ par MWh et un prix lié à l'environnement de 3,05 \$ par MWh. Il est prévu que BC Hydro publiera les modalités du Programme d'offre standard en avril 2008.

## Projet Kipawa (participation de 48 %)

Le Projet Kipawa est un projet hydroélectrique prospectif qui devrait se composer de deux centrales d'une puissance installée prévue globale de 42 MW et d'un débit annuel prévu de 240 000 MWh. Le projet devrait être situé sur le ruisseau Gordon qui traverse la ville de Témiscaming, au Québec. Le Projet Kipawa devrait se composer d'une centrale principale d'une puissance de 37 MW, remplaçant une centrale abandonnée de 17 MW, et d'une centrale secondaire de 5 MW construite sur un barrage existant.

La centrale principale serait un projet au fil de l'eau situé dans la ville de Témiscaming. L'eau serait transportée sur une distance de 63 mètres jusqu'à la centrale au moyen d'un tunnel de 1,6 kilomètre creusé sur le côté droit de la ville. La centrale serait située près de l'ancienne centrale, sur les rives de la rivière Ottawa et hébergerait trois unités horizontales « Francis » d'une puissance de 12,3 MW chacune.

La centrale secondaire serait située huit kilomètres en amont de la ville de Témiscaming, sur le ruisseau Gordon. La centrale serait construite à l'intérieur du canal et contiendrait une unité unique « Ecobulb Kaplan » développant une puissance de 5 MW pour un débit de 70 mètres cubes par seconde. Les deux sites éventuels sont facilement accessibles au moyen de routes revêtues et sont situés près des lignes de transport.

Hydro-Québec a proposé un projet de centrale hydroélectrique de 130 MW suffisamment près du Projet Kipawa pour menacer éventuellement son débit d'eau. Le Projet Kipawa serait aménagé en collaboration avec deux collectivités locales des Premières nations (qui détiendraient collectivement 52 % du Projet Kipawa) et est soutenu par les municipalités locales. Les approbations réglementaires doivent être obtenues avant d'aller de l'avant avec ce projet.

### Autres occasions — DP relative aux projets de parcs éoliens municipaux du Québec

En octobre 2007, le MRN a annoncé l'intention du gouvernement du Québec d'adopter un décret avant la fin de 2007 en vertu duquel Hydro-Québec serait tenue d'émettre une DP pour les projets éoliens municipaux de 250 MW d'ici le printemps 2008 (la « DP relative aux projets de parcs éoliens municipaux du Québec »). La taille maximum d'un projet aux termes de la DP relative aux projets de parcs éoliens municipaux du Québec devrait être de 25 MW par projet. La première date prévue de mise en service pour les projets entrepris aux termes de la DP relative aux projets éoliens municipaux devrait tomber en 2011.

La Fédération québécoise des municipalités (la « FQM ») et la Société ont conclu une entente stratégique aux termes de laquelle la Société sera le partenaire privilégié de FQM pour l'aménagement et la mise en œuvre de projets de parcs éoliens aux termes de la DP relative aux projets de parcs éoliens municipaux du Québec. L'objectif de la Société est d'obtenir des projets en partenariat avec les municipalités et les MRC aux termes de la DP relative aux projets de parcs éoliens municipaux du Québec d'une puissance totale maximale de 150 MW.

### *Relation avec le Fonds*

Le Fonds est un émetteur assujéti coté en Bourse dont les parts sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « IEF.UN ». Par l'entremise de ses filiales, le Fonds exerce ses activités de production, d'accumulation, de transport, de distribution, d'achat et de vente d'électricité, et il possède, exploite et loue des éléments d'actif et des biens utilisés dans le cadre de l'exercice de ces activités. En outre, le Fonds investit et détient d'autres droits directs ou indirects dans des sociétés ou autres entités exerçant des activités de production, d'accumulation, de transport, de distribution, d'achat et de vente d'électricité et d'autres activités accessoires ou connexes. Le Fonds détient indirectement des participations dans 10 centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens d'une puissance installée totale de 339,9 MW situés dans les provinces de Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ainsi que dans l'État de l'Idaho. Les centrales du Fonds sont exploitées aux termes de CAÉ à prix fixe et à long terme avec des contreparties ayant une cote élevée de solvabilité.

Le Fonds a pour objectif d'assurer et de rehausser la stabilité ainsi que la viabilité de l'encaisse distribuable par part à ses porteurs de parts et, dans la mesure du possible, d'accroître le montant de l'encaisse distribuable par part en améliorant les pratiques d'exploitation actuelles de ses centrales et en effectuant des investissements supplémentaires dans des centrales électriques, conformément aux lignes directrices établies par le Fonds à cet égard. Des renseignements supplémentaires à l'égard du Fonds peuvent être obtenus au [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Ces renseignements ne sont pas intégrés par renvoi à la présente notice annuelle.

La Société détient environ 16,1 % des parts en circulation du Fonds. La Société croit que son investissement dans le Fonds lui permettra de bénéficier davantage de la croissance et des perspectives de l'industrie de l'énergie renouvelable en Amérique du Nord et des flux de trésorerie stables et diversifiés du Fonds afin de financer ses projets d'aménagement.

### Gestion du Fonds

#### *La Convention de gestion*

Aux termes d'une convention intervenue le 6 décembre 2007 entre la Société et le Fonds, laquelle a modifié et mis à jour une convention de gestion datée du 4 juillet 2003 (la « Convention de gestion »), la Société fournit des services de gestion au Fonds. Ces services consistent à : i) superviser les activités des centrales détenues indirectement par le Fonds et administrer les investissements du Fonds; ii) aider le Fonds à élaborer, à mettre en œuvre et à superviser un plan stratégique; iii) aider le Fonds à élaborer un plan d'affaires annuel qui comprend les budgets d'exploitation et de dépenses en immobilisations; iv) aider le Fonds à élaborer des stratégies d'acquisition, à examiner et à analyser la faisabilité d'acquisitions éventuelles; v) effectuer les acquisitions ou les dispositions et obtenir les financements connexes nécessaires à ces opérations; vi) aider dans le cadre de tout financement du Fonds; et vii) aider le Fonds dans le cadre de la préparation, de la planification et de la coordination des réunions des fiduciaires.

La Convention de gestion prévoit que la Société a le droit de recevoir le remboursement des charges d'exploitation qu'elle a engagées pour s'acquitter de ses obligations aux termes de la Convention de gestion jusqu'à un montant annuel maximum pouvant être augmenté annuellement en fonction du taux d'inflation de l'IPC. Le montant maximum pouvant être demandé pour des services réguliers était de 887 184 \$ en 2007. Des montants d'un total de 395 674 \$ ont été facturés en 2007 pour des frais non récurrents de vérification diligente se rapportant à une acquisition que le Fonds n'a pas réalisée. Un montant de 111 493 \$ a été facturé pour des services additionnels. En outre, la Société peut recevoir des honoraires incitatifs annuels en fonction des hausses des distributions annuelles par part du Fonds correspondant à 25 % des distributions annuelles par part du Fonds supérieures à 0,925 \$, compte non tenu, aux fins de l'établissement du montant des honoraires incitatifs, de l'impôt qui deviendrait payable par le Fonds s'il est déterminé qu'il est une « fiducie EIPD » en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ou de tout autre impôt semblable, imposé par les autorités fiscales provinciales. Les honoraires incitatifs liés aux augmentations de l'encaisse distribuable par part de fiducie du Fonds ont pour objet d'inciter la Société à maximiser l'encaisse distribuable par part de fiducie du Fonds. Des honoraires incitatifs de 334 314 \$ ont été reçus pour la période terminée le 31 décembre 2007.

#### *La Convention d'administration*

Aux termes d'une convention intervenue le 6 décembre 2007 entre la Société et le Fonds, laquelle a modifié et mis à jour une convention d'administration datée du 4 juillet 2003 (la « Convention d'administration »), la Société fournit certains services administratifs et de soutien au Fonds, notamment les services nécessaires pour s'assurer que le Fonds respecte ses obligations d'information continue aux termes de la législation sur les valeurs mobilières applicable.

La Convention de gestion prévoit que toutes les charges d'exploitation engagées par la Société relativement à la prestation de ces services sont facturées au Fonds jusqu'à un montant annuel maximum de 108 859 \$ en 2007, sous réserve d'une augmentation annuelle égale à l'IPC. La Société est autorisée à recevoir le remboursement des dépenses raisonnables engagées pour le compte du Fonds, notamment les frais juridiques et les frais de vérification ainsi que la rémunération des fiduciaires.

#### *La Convention de services*

Aux termes d'une convention intervenue le 6 décembre 2007 entre la Société, le Fonds et certaines autres filiales du Fonds, laquelle a modifié et mis à jour une convention de services datée du 4 juillet 2003 (la « Convention de services »), la Société fournit des services de gestion au Fonds et à ses filiales principalement pour l'exploitation des centrales du Fonds et la supervision des employés des filiales du Fonds ou des propriétaires de ses centrales. Aux termes de la Convention de services, la Société gère, pour le compte du Fonds et de certaines de ses filiales, certaines des centrales du Fonds conformément aux pratiques prudentes de l'industrie et à un plan d'exploitation annuel élaboré par la Société et approuvé par le Fonds. Toutes les dépenses d'exploitation et menues dépenses engagées par la Société dans le cadre de la prestation de ces services lui sont remboursées.

#### *Durée des conventions*

La Convention de gestion, la Convention d'administration et la Convention de services (collectivement, les « Conventions de gestion ») seront en vigueur jusqu'au 4 juillet 2030. Les Conventions de gestion seront renouvelées pour des périodes successives de cinq ans, à moins que le Fonds ne donne un avis de non-renouvellement au moins six mois avant expiration du terme. Les Conventions de gestion peuvent être résiliées par l'une ou l'autre des parties lors de la survenance d'un cas de défaut usuel. La Convention de gestion peut également être résiliée i) par le Fonds advenant un désaccord important entre le gestionnaire et les fiduciaires d'Innergex Power Trust qui sont « non reliés » à la Société, sur remise d'un préavis de 90 jours; ou ii) par la Société, dans l'exercice suivant un changement de contrôle du Fonds. Dans l'un ou l'autre de ces cas, le gestionnaire est autorisé à recevoir une compensation en espèces. Après une telle résiliation, le Fonds ne sera plus tenu de payer des frais à la Société aux termes de la Convention de gestion, y compris les honoraires incitatifs annuels décrits à la rubrique « Convention de gestion », qui devraient s'établir à 735 107 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Un changement de contrôle du Fonds survient si une personne devient propriétaire véritable de plus de 25 % des parts du Fonds. Toute partie à la Convention d'administration ou à la Convention de services peut résilier ces conventions lors de la résiliation de la Convention de gestion.

#### Entente de coopération

Aux termes d'une entente intervenue le 6 décembre 2007 entre le Fonds et la Société, laquelle a modifié et mis à jour une entente de coopération datée du 4 juillet 2003 (l'« Entente de coopération »), chacune des parties à la convention accorde un droit de première offre à l'autre partie à l'égard de l'un ou l'autre de ses projets de production d'énergie qu'elle désire vendre ou prévoit offrir à un tiers acheteur. Cependant, ce droit de première offre ne s'applique pas à un partenaire existant ou futur de chaque partie ayant négocié un tel droit de première offre avec cette partie à l'égard d'un projet et qui a indiqué par écrit que cette partie prévoit exercer son droit de première offre à l'égard d'une offre de vendre une participation dans un projet. L'Entente de coopération prévoit également que, si l'une ou l'autre des parties fait l'acquisition d'actifs de production d'énergie d'un tiers et vend par la suite ces actifs à l'autre partie dans une période de 12 mois suivant leur acquisition initiale, le vendeur n'a droit à aucune rémunération, à l'exception du remboursement des coûts et dépenses qu'il a engagés à cet égard.

#### *Environnement concurrentiel*

La Société fait affaire dans le secteur de l'énergie au Canada et est sensible à l'offre et la demande d'électricité dans les provinces où elle fait affaire, à la disponibilité des lignes de transport import/export et à la conjoncture

économique générale au Canada et aux États-Unis. Au sein de ce secteur, la Société subit la concurrence provenant de grands services publics comme de petits producteurs d'électricité indépendants. La Société dépend de la vente de son électricité aux services publics détenus par les provinces au moyen de CAÉ à long terme qui sont généralement octroyés aux termes d'un processus de DP pouvant attirer des offres provenant de divers concurrents de la Société. La Société gère le risque que pose cet environnement concurrentiel grâce à son processus de planification stratégique annuel et continu. En outre, le portefeuille de projets géographiquement diversifié de la Société, sa stratégie axée sur les projets renouvelables à faible incidence, ses antécédents et l'expérience de son équipe de direction limitent ce risque.

### *Caractère saisonnier et cyclique*

L'industrie de l'énergie renouvelable est foncièrement cyclique et saisonnière en raison de la dépendance de l'industrie envers les conditions météorologiques pour la disponibilité des ressources éoliennes et en eau pour la production d'électricité.

Les effets du caractère cyclique de l'industrie sur la Société sont réduits par le fait que des CAÉ d'une durée de 20 ans ou plus ont été conclus à l'égard de tous les Projets en développement avec CAÉ et que toutes les Centrales en exploitation vendent de l'électricité aux termes de CAÉ comportant une durée restante d'au moins six ans, réduisant ainsi l'exposition de la Société aux fluctuations du prix de l'électricité. Les effets du caractère saisonnier de l'industrie sur la Société sont réduits par le fait que les centrales et les projets dans lesquels la Société détient des participations jouissent d'une diversité géographique (soit les provinces de Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ainsi que l'État de l'Idaho) et sont séparés entre projets et centrales de production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne, réduisant ainsi la dépendance de la Société envers une seule ressource naturelle dans une région donnée.

### *Protection de l'environnement*

La plupart des frais financiers liés aux exigences relatives à la protection de l'environnement sont engagés par la Société aux phases d'aménagement et de construction d'un projet énergétique. Par conséquent, ces frais sont capitalisés relativement au projet et amortis une fois que celui-ci est fonctionnel ou imputés aux bénéficiaires si le projet ne va pas de l'avant. Ces frais varient d'un projet à l'autre. Toutefois, pour que la direction réalise un projet, celui-ci doit soutenir un rendement prédéterminé sur les dépenses en immobilisations, y compris les frais de protection de l'environnement capitalisés. La Société engage des frais continus liés aux exigences en matière de protection de l'environnement pour les centrales en exploitation, lesquels sont imputés aux frais d'exploitation à mesure qu'ils sont engagés. Ces frais sont toutefois minimes.

### *Personnel*

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 aux activités et à la maintenance, 11 employés à l'aménagement et à la construction et 21 employés aux finances et affaires juridiques. Les employés de la Société possèdent les connaissances et les compétences spécialisées nécessaires pour mener à bonne fin les activités de la Société, en outre, la Société a la capacité de compléter son personnel interne grâce à l'utilisation efficace de consultants externes, au besoin. Enfin, la Société utilise les services de diverses sociétés d'ingénierie indépendantes pour l'aider dans l'analyse de faisabilité de ses projets.

## **6. FACTEURS DE RISQUE**

Le texte qui suit présente certains des facteurs de risque relatifs à la Société. L'information qui suit n'est qu'un sommaire de certains facteurs de risque et est donnée entièrement sous réserve des renseignements détaillés qui

paraissent ailleurs dans la présente notice annuelle et doit être lue conjointement avec ces renseignements détaillés. Les facteurs de risque suivants sont présentés par ordre d'importance.

### *Mise en œuvre de la stratégie*

La stratégie de la Société afin de créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou à créer des centrales de production d'énergie 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 centrales 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 effectuer des achats d'actifs destinés à la production d'énergie. La Société peut sous-estimer les coûts liés à l'exploitation commerciale des centrales de production d'énergie ou peut être incapable d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions dans ses activités existantes.

### *Haute direction et employés clés*

Les cadres supérieurs et les autres dirigeants de la Société jouent un rôle important dans le succès de celle-ci. La conduite des activités de la Société et l'exécution de la stratégie de croissance de celle-ci reposent essentiellement sur le travail d'équipe. Le rendement ainsi que la croissance futurs de la Société dépendent en grande partie des aptitudes, de l'expérience et des efforts des membres de l'équipe de la direction. La capacité de la Société à maintenir en poste les membres de l'équipe de la direction ou à attirer des remplaçants adéquats dans l'éventualité où des membres clés de l'équipe de la direction venaient à quitter la Société est tributaire de la nature concurrentielle du marché de l'emploi. La perte des services d'un membre de l'équipe clé de la direction ou une diminution de sa disponibilité pourrait avoir une incidence défavorable sur les perspectives d'avenir, sur la situation financière et sur le flux de trésorerie de la Société.

En outre, une telle perte pourrait être perçue de façon négative sur les marchés des capitaux. Aussi, le succès de la Société dépend largement de sa capacité continue d'attirer, de former et de maintenir en poste des employés qualifiés afin de répondre à ses besoins.

### *Investissement dans le Fonds*

La Société possède une participation importante dans le Fonds. Par conséquent, les investisseurs de la Société seront assujettis aux risques auxquels la Société sera confrontée à titre d'important porteur de parts 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](http://www.sedar.com) (et qui ne sont pas intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle).

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 charges d'exploitation ainsi qu'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 des distributions de l'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 prospectifs 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 techniques et de conception, l'exécution des travaux par des entrepreneurs, des conflits de travail et des intempéries. Même une fois achevée, une centrale 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. Une panne 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 à des fins commerciales dans les délais prescrits dans leur CAÉ respectif, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore l'autre partie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

### *Relation avec Hydro-Québec*

Aux termes de la DP 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 relatif à l'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 la DP de 2 000 MW du Québec. Par conséquent, tout manquement de la part de la Société aux termes d'un CAÉ existant relatif à un Projet de Cartier avec Hydro-Québec, y compris le CAÉ relatif au Projet Les Méchins, pourrait avoir une incidence sur les projets futurs de la Société au Québec. De plus, les Projets de Cartier, y compris le CAÉ du Projet Les Méchins, prévoient certaines pénalités qui pourraient être exigibles à la survenance d'un cas de défaut de la DP de 2 000 MW, sous réserve de certains montants prévus à cet égard. Si ces pénalités devenaient payables à Hydro-Québec, elles seraient valablement assumées dans une proportion de 38 % par la Société. Se reporter à la rubrique « Description des Projets prospectifs — Projets éoliens — Projet Les Méchins (propriété de 38 %) ».

### *Aménagement de nouvelles centrales*

La Société participe à la construction et à l'aménagement de nouvelles centrales de production d'énergie. Ces centrales sont plus incertaines quant à leur rentabilité future que les centrales actuellement en exploitation 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, notamment 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 de l'aménagement de ces nouvelles centrales. Si certaines de ces centrales de production d'énergie ne sont pas réalisées ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la Société.

### *Projets prospectifs*

Certains sites des Projets prospectifs comprennent des terrains pour lesquels une offre a été présentée par d'autres producteurs d'énergie indépendants ayant fait une offre pour les CAÉ relatifs à ces terrains. Si un CAÉ est accordé à un autre producteur d'énergie indépendant à l'égard de ces terrains, les Projets prospectifs applicables seraient réduits ou même abandonnés. Rien ne garantit qu'un projet prospectif sera réalisé.

### *Défaut d'exécution des contreparties*

La Société est partie à contrats d'achat avec des tiers fournisseurs pour de l'équipement de production d'énergie pour les projets en construction aux termes desquels un dépôt doit être versé avant que l'équipement ne soit livré. Si un ou plusieurs de ces fournisseurs sont incapables de respecter leurs engagements aux termes des contrats, cela pourrait entraîner des pertes de revenu, des retards dans la construction et une augmentation des coûts de construction pour la Société. Si l'un des fournisseurs d'équipement ne remplit pas ses obligations envers la Société, la Société pourrait ne pas être en mesure de respecter ses engagements, ce qui pourrait entraîner des cas de défaut potentiels aux termes des CAÉ.

### *Relations avec les partenaires*

La Société conclut divers types d'arrangements avec des collectivités ou des partenaires dans le cadre de coentreprises pour l'aménagement de ses projets. Certains de ces partenaires peuvent avoir ou peuvent développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent de ceux de la Société ou qui pourraient entrer en conflit avec ceux-ci. Ces différends pourraient avoir une incidence négative sur la réussite des projets de la Société. La Société est parfois tenue, au cours du processus d'autorisation et d'approbation, de donner des avis à divers groupes d'intervenants, y compris les propriétaires fonciers, les Premières nations et les municipalités, et de les consulter. Tout délai imprévu dans le cadre de ce processus peut avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société à réaliser un projet donné et, le cas échéant, en temps opportun.

### *Approvisionnement en éoliennes*

L'aménagement et l'exploitation des parcs éoliens de la Société est tributaire de l'approvisionnement en turbines de tierces parties. Vu la croissance rapide de la demande en turbines, le prix de celles-ci a connu une hausse marquée et pourrait continuer à augmenter. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en turbines pourrait nuire à la rentabilité future des projets éoliens de la Société et à la capacité de la Société à mettre en œuvre d'autres projets éoliens. En outre, les fabricants pourraient ne pas être en mesure ou ne pas être prêts à répondre à la demande élevée en turbines. Rien ne garantit que ces fabricants rempliront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur de la Société à l'égard de ses engagements pourrait nuire à la capacité de la Société de réaliser les projets planifiés et de respecter ses engagements aux termes des CAÉ.

### *Permis*

À l'heure actuelle, la Société ne détient pas toutes les approbations, les licences et les permis nécessaires à la construction et à l'exploitation des Projets en développement avec CAÉ ou des Projets prospectifs, y compris les approbations et les permis environnementaux nécessaires à la construction et à l'exploitation des Projets en développement avec CAÉ ou des Projets prospectifs. Tout défaut d'obtenir les licences, les approbations ou les permis nécessaires, y compris les renouvellements ou les modifications de ceux-ci ou tout retard dans l'obtention de ces licences, approbations ou permis nécessaires, y compris des renouvellements ou des modifications de ceux-ci, pourrait entraîner un retard dans la construction des Projets en développement avec CAÉ ou des Projets prospectifs ou faire en sorte que ces Projets en développement avec CAÉ ne soient pas terminés. Rien ne garantit que l'un des Projets prospectifs aboutira à la mise en service d'une centrale d'exploitation.

Les permis environnementaux provinciaux et fédéraux devant être émis relativement à l'un des Projets en développement avec CAÉ peuvent contenir des conditions qui doivent être satisfaites avant la construction, au cours de la construction, et au cours de l'exploitation des Projets en développement avec CAÉ. Il est impossible de prévoir les conditions imposées par ces permis ou le coût de toute mesure d'atténuation exigée par ces permis. Se reporter à la rubrique « Description des Projets en développement avec CAÉ ».

### *Réglementation et politique*

La mise en œuvre et l'exploitation des centrales de production d'énergie sont assujetties aux modifications des exigences réglementaires gouvernementales et des lois applicables, notamment les règlements concernant l'environnement, les effets environnementaux imprévisibles, la conjoncture en général et d'autres questions indépendantes de la volonté de la Société.

L'exploitation d'une centrale de production d'énergie est assujettie à une réglementation importante imposée par divers organismes gouvernementaux, à l'échelle municipale, provinciale et fédérale. Il existe toujours un risque que les politiques et les lois gouvernementales soient modifiées, ce qui pourrait avoir pour effet d'entraîner une

augmentation des coûts, notamment des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, de l'impôt sur les bénéfices et sur le capital et des taxes municipales.

La Société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses centrales. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation de l'entreprise de la Société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des centrales. Dans certains cas, ces permis doivent être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue de ces centrales, et rien ne garantit que ces renouvellements seront accordés. Ces permis et licence ne peuvent demeurer en règle que si la Société se conforme à leurs modalités. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'énergie futurs.

De temps à autre, et de façon à prendre en compte les longs délais d'approvisionnement souvent associés à la fourniture de l'équipement, la Société peut commander de l'équipement et effectuer des dépôts sur celui-ci, ou faire avancer des projets avant d'avoir obtenu tous les permis et toutes les licences nécessaires. La Société n'entreprend de telles actions que lorsqu'elle croit raisonnablement que ces permis ou licences seront émis en temps utile, préalablement à l'obligation de déboursier le montant intégral du prix d'achat. Toutefois, tout retard dans l'octroi de ces permis ou licences pourrait nuire à la Société.

### *Obtention de nouveaux CAÉ*

L'obtention de nouveaux CAÉ, qui constitue une composante clé de la stratégie de croissance de la Société, comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la Société est confrontée. La Société s'attend à continuer de conclure des CAÉ relativement à la vente de son énergie, contrats qu'elle obtiendra par l'intermédiaire de sa participation à des processus de DP concurrentiels. Au cours de ces processus, la Société doit se mesurer aux concurrents, en l'occurrence des services publics de grande envergure et de petits producteurs d'énergie indépendants, dont certains possèdent des ressources, notamment financières, nettement supérieures à celles de la Société. Rien ne garantit que la Société sera choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'une DP en particulier ou qu'un CAÉ existant sera renouvelé ou sera renouvelé moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs modalités respectives.

### *Capacité à obtenir les terrains appropriés*

Il existe une importante concurrence pour obtenir les sites appropriés aux fins d'aménagement des nouvelles centrales de production d'énergie. Les sites idéaux sont difficiles à trouver étant donné les caractéristiques géographiques, les restrictions juridiques et les droits de propriété qui restreignent naturellement les zones disponibles aux fins de l'aménagement d'un site. Rien ne garantit que la Société réussira à obtenir un site en particulier à l'avenir.

### *Rendement du projet*

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

### *Dépendance envers les CAÉ*

L'énergie produite par la Société est vendue aux termes d'un CAÉ à long terme. Si, pour toute raison, l'un des acheteurs de l'énergie aux termes de ces CAÉ est incapable de respecter ses obligations contractuelles aux termes

du CAÉ pertinent ou n'est pas prêt à le faire, ou s'il refuse d'accepter la livraison de l'énergie aux termes d'un CAÉ pertinent, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable.

### *Bris d'équipement*

Les centrales de la Société sont assujetties au risque de bris d'équipement dû à la détérioration du bien en raison de son usage ou de son âge, d'un défaut caché, d'une erreur de conception ou d'une erreur de l'exploitant, entre autres. Si l'équipement d'une centrale exige des temps d'arrêt plus longs que prévus 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 en subir les contrecoûts.

### *Dépendance envers les systèmes de transmission*

La capacité de la Société de vendre de l'électricité est influencée par la disponibilité des divers réseaux de transmission de chaque province et territoire. Une défaillance des moyens de transmission existants ou une capacité de transmission insuffisante aurait une incidence défavorable importante sur la capacité de la Société de livrer l'électricité à ses diverses contreparties, ce qui aurait une incidence sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

### *Redevances d'utilisation d'énergie hydraulique*

La Société est tenue de verser des redevances pour les droits d'utilisation de l'eau utilisée dans ses centrales hydroélectriques exploitées commercialement. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les gouvernements de l'Ontario, de la Colombie-Britannique et du Québec changent leur réglementation en matière d'approvisionnement en eau, cela pourrait nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la Société.

### *Disponibilité des ressources*

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la Société est tributaire des débits d'eau. Il n'y a aucune certitude que la disponibilité à long terme de ces ressources demeurera inchangée. Les produits d'exploitation de la Société pourraient être grandement touchés par des événements affectant les conditions hydrologiques des centrales hydroélectriques de la Société, notamment les débits faibles ou élevés des cours d'eau sur lesquels les centrales hydroélectriques de la Société sont situées. En cas d'inondations graves, les centrales hydroélectriques de la Société pourraient être endommagées. Par ailleurs, la quantité d'énergie produite par les parcs éoliens de la Société sera tributaire du vent, qui varie naturellement. La faiblesse ou la force du vent à l'un des parcs éoliens au cours d'une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ce parc ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la Société.

### *Évaluation des ressources éoliennes et de la production d'énergie éolienne connexe*

La force et la constance des ressources éoliennes à la disposition des parcs éoliens de la Société peuvent différer des prévisions de la Société. Les estimations de production d'énergie de la Société sont fondées sur des hypothèses et des facteurs intrinsèquement incertains qui pourraient expliquer des écarts entre la production réelle d'énergie et les estimations de la Société, notamment : i) la mesure dans laquelle les données éoliennes propres à un site recueillies reflètent exactement la vitesse du vent à long terme compte tenu de la période de collecte limitée; ii) la mesure dans laquelle les données historiques reflètent exactement la force et la constance futures du vent; iii) l'intensité de la corrélation entre les données éoliennes propres à un site et les données éoliennes régionales à plus long terme; iv) l'incidence éventuelle des facteurs climatiques; v) l'exactitude des hypothèses concernant différents facteurs, notamment le climat, l'accumulation de glace sur les éoliennes et leur encrassement, l'accès au

site, les pertes par effet de sillage et les pertes de transmission et le cisaillement du vent; vi) l'exactitude des anémomètres servant à mesurer la vitesse du vent et la différence entre la hauteur du centre des éoliennes et celle des tours météorologiques utilisées pour la collecte de données; vii) l'incidence éventuelle des variations topographiques, de l'emplacement des turbines et des conditions locales, y compris de la végétation; viii) l'incertitude inhérente aux méthodologies particulières et aux modèles connexes, en particulier les modèles de prévision utilisés pour prévoir les ressources éoliennes; et ix) la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

### *Barrages sécuritaires*

Les défaillances des barrages aux centrales hydroélectriques de la Société pourraient entraîner une perte de capacité de production et il est possible que la Société ait à engager des sommes et d'autres ressources importantes pour y remédier. Ces défaillances pourraient obliger la Société à verser des dommages-intérêts importants. Rien ne garantit que le programme de barrages sécuritaires permettra de détecter des défaillances potentielles des barrages avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer tous les effets négatifs en cas de défaillance. Les règlements en matière de sécurité des barrages pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait se répercuter sur les frais et les activités d'une centrale. Les répercussions des défaillances des barrages pourraient nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la Société.

### *Santé, sécurité et environnement*

La propriété et l'exploitation d'actifs de production d'énergie de la Société comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement afin de remédier à des conditions dangereuses et/ou de prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, à des pénalités éventuelles pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et à une responsabilité civile éventuelle. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations demeurera importante pour les activités de la Société. La Société a engagé et continuera d'engager d'importantes dépenses en immobilisations et des dépenses d'exploitation afin de se conformer aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement et d'obtenir des licences, des permis et d'autres autorisations, et de s'y conformer, et d'évaluer et de gérer son risque de responsabilité éventuelle. Néanmoins, il est possible que la Société devienne assujettie à des ordonnances gouvernementales, à des enquêtes, à des demandes de renseignements ou à d'autres instances (y compris des poursuites civiles) concernant des questions touchant la santé, la sécurité et l'environnement. Si un de ces événements survenait ou s'il y avait des modifications ou des ajouts aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations ou une application plus sérieuse de ceux-ci, cela pourrait avoir une incidence importante sur l'exploitation et entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, on ne peut garantir que d'autres questions concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues n'exigeront pas des dépenses imprévues ou n'entraîneront pas non plus des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour les activités et l'exploitation de la Société.

### *Catastrophes naturelles; force majeure*

Les centrales et les activités de la Société risquent de subir des dommages, des pertes partielles ou complètes, causés notamment par des désastres naturels (p. ex., inondations, vents violents, incendies et tremblements de terre), et des défauts du matériel. La survenance d'événements importants qui suspendent la capacité des actifs de production d'énergie de la Société de produire ou de vendre de l'énergie au cours d'une période prolongée, notamment des événements qui empêchent les clients existants aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités de la Société. Les actifs de production d'énergie de la Société pourraient subir les effets de conditions météorologiques rigoureuses, de catastrophes naturelles et

d'événements éventuellement catastrophiques, tel qu'un accident ou incident majeur. Dans un tel cas, il se peut que la Société doive tout de même s'acquitter de ses obligations aux termes des CAÉ ou d'autres ententes conclues avec des tiers. De plus, un grand nombre des projets de la Société sont situés dans des régions éloignées, ce qui rend difficile l'accès pour y réparer les dommages.

### *Ressources en capital*

L'aménagement et la construction futurs de nouvelles centrales ainsi que la croissance des Projets en développement avec CAÉ et les Projets prospectifs et les autres dépenses en immobilisations seront financés à partir des fonds provenant du Placement de la Société dans le Fonds, de l'exploitation, des 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 centrales ou d'entretenir des centrales 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 de projets d'aménagement ou d'expansion.

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

Les fluctuations des taux d'intérêt constituent une préoccupation particulièrement importante dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements, comme le secteur de l'énergie électrique. 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 intrinsèquement variables et donc difficiles 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 projets d'aménagement 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 en raison de clauses restrictives figurant 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.

### *Taux de change*

La Société achète à l'occasion de l'équipement auprès de fournisseurs étrangers. De ce fait, elle peut être exposée aux fluctuations du dollar canadien par rapport aux devises dans lesquelles ces achats sont libellés. Lorsqu'il est possible de le faire, la Société atténue ce risque en fixant le prix d'achat en dollars canadiens ou en concluant des swaps de devises afin de fixer le taux de change.

### *Limites de l'assurance*

Bien que la Société estime que sa garantie d'assurance pour ses projets couvre tous les risques assurables importants, correspond à la garantie à laquelle souscrirait un propriétaire ou un exploitant prudent de projets semblables et est assujettie aux franchises, aux limites et aux exclusions habituelles ou raisonnables compte tenu du coût de l'assurance et des conditions d'exploitation courante, il est impossible de garantir que cette assurance continuera d'être offerte à des conditions acceptables sur le plan économique ni que sont assurés tous les événements qui pourraient donner lieu à une perte ou à un sinistre éventuel, ni que les montants d'assurance seront à tout moment suffisants pour couvrir chacune des pertes ou réclamations pouvant survenir relativement à l'exploitation des projets.

### *Litiges*

Dans le cours normal de ses activités, la Société pourrait être partie à diverses poursuites judiciaires, généralement intentées pour faire valoir une réclamation en cas de blessures corporelles, de dommages matériels et de différends en matière d'impôts fonciers, de droits fonciers et de contrats. La Société constitue des provisions adéquates à l'égard des réclamations en cours ou en suspens. L'issue définitive des poursuites en cours, en suspens ou futures ne peut être prédite avec certitude et, par conséquent, il n'est pas certain qu'elle n'aura pas une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société au cours d'un trimestre ou d'un exercice donné. Se reporter à la rubrique « Litiges en cours ».

### *Responsabilités non divulguées relativement à l'Acquisition d'Innergex II*

Dans le cadre de l'Acquisition d'Innergex II, la Société pourrait ne pas avoir cerné certaines responsabilités dans le cadre de son contrôle diligent préalable à la clôture de l'Acquisition d'Innergex II. En outre, certaines circonstances peuvent exister à l'égard d'Innergex II dont la Société n'a pas connaissance, mais qui pourraient mener à des responsabilités futures et, dans tous les cas, la Société pourrait ne pas avoir de recours à l'encontre des Investisseurs institutionnels aux termes de la Convention d'achat applicable à l'Acquisition d'Innergex II. Tout particulièrement, dans la mesure où avant la clôture de l'Acquisition d'Innergex II, Innergex II ne s'est pas conformée aux lois applicables ou les a enfreintes, y compris les lois en matière d'environnement, de santé et de sécurité, la Société sera légalement et financièrement responsable de ces infractions. La découverte de responsabilités importantes à la suite de l'Acquisition d'Innergex II pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

### *Responsabilités non divulguées relativement à la disposition préalable des centrales*

Innergex II a vendu de nombreuses centrales de production d'électricité au Fonds, notamment les centrales Rutherford Creek, Horseshoe Bend, Anse-à-Valleau et Baie-des-Sables. Par l'entremise d'Innergex II, la Société peut, aux termes des conventions qui régissent ces acquisitions, être tenue d'indemniser le Fonds dans certaines circonstances, y compris en cas de violation des déclarations et garanties qui y sont prévues. Si la Société devait réellement encourir une responsabilité importante aux termes des conventions qui régissent ces acquisitions, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

### *Conflits d'intérêts éventuels*

Aux termes des Conventions de gestion, la Société est responsable de tous les services en matière de gestion et d'administration à l'égard des activités du Fonds. Comme la Société et le Fonds sont des concurrents potentiels dans le secteur de l'énergie au Canada, les responsabilités de la Société en tant que gestionnaire et administrateur du Fonds peuvent entrer en conflit avec les intérêts de ses actionnaires.

## 7. DIVIDENDES

La déclaration et le paiement de dividendes sur les actions de la Société relèvent de l'entière discrétion du conseil d'administration, lequel décidera si des dividendes devront être payés à l'avenir en fonction des circonstances, notamment la situation financière de la Société au moment pertinent et l'opportunité de conserver des fonds pour financer davantage la croissance de la Société. À l'heure actuelle, la Société prévoit conserver ses bénéfices futurs afin de financer sa croissance et ne prévoit donc pas payer de dividendes dans un avenir prévisible.

Depuis le Placement, la Société n'a versé aucun dividende sur ses actions ordinaires. Toutefois, immédiatement avant le Placement, la Société a déclaré et payé, sur ses actions ordinaires alors en circulation, des dividendes d'un montant total de 6 029 987 \$.

## 8. STRUCTURE DU CAPITAL

Le capital autorisé de la Société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en série. Au 27 mars 2008, 23 500 000 actions ordinaires étaient émises et en circulation et aucune action privilégiée n'était émise et en circulation.

### *Actions ordinaires*

Sous réserve des droits prioritaires des porteurs d'actions privilégiées (aucune n'étant actuellement émise), les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir des dividendes dont le montant et le moment du paiement seront déterminés par le conseil d'administration, sous réserve de leur déclaration par le conseil d'administration, payés à même les fonds de la Société dûment applicables à de tels versements.

Dans l'éventualité d'une liquidation ou d'une dissolution volontaire ou forcée de la Société ou encore d'une autre distribution de l'actif de la Société entre ses actionnaires afin de liquider ses affaires, les actifs restants de la Société, après le paiement des montants auxquels les porteurs d'actions privilégiées ont droit dans un tel cas, seront payés ou distribués également et à rang égal entre les porteurs d'actions ordinaires.

Il n'existe aucun droit de préemption, de rachat ou de conversion à l'égard des actions ordinaires.

### *Actions privilégiées*

Les actions privilégiées peuvent être émises en séries. Le conseil d'administration a le droit de fixer le nombre d'actions privilégiées de chaque série et d'en établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions s'y rattachant. Aucune action privilégiée n'est émise ni en circulation.

À l'égard du paiement des dividendes et de la distribution de l'actif ou du rendement du capital en cas de liquidation ou de dissolution volontaire ou forcée de la Société, les actions privilégiées de chaque série ont égalité de rang avec les actions privilégiées de toutes les autres séries et ont priorité sur les actions ordinaires.

Les porteurs d'une série d'actions privilégiées ne sont pas, à ce titre, autorisés à recevoir un avis de convocation à une assemblée des actionnaires de la Société, à y assister ou à y exercer un droit de vote (sauf lorsque les porteurs



d'une catégorie ou d'une série donnée d'actions sont autorisés à voter séparément en tant que catégorie ou série, tel que le prévoit la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*).

Les porteurs de toute série d'actions privilégiées ont le droit de recevoir, avant les porteurs d'actions ordinaires, des dividendes aux montants indiqués ou pouvant être déterminés conformément aux droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant à la série dont les actions privilégiées font partie, sous réserve de leur déclaration par le conseil d'administration.

La Société, sous réserve des droits se rattachant à toute série d'actions privilégiées, peut, à son gré, racheter la totalité ou de temps à autre toute partie des actions privilégiées en circulation en versant à leurs porteurs, pour chaque action ainsi rachetée, le prix de rachat par action et tous les dividendes déclarés sur les actions et non payés. Un porteur d'actions privilégiées a le droit de demander à la Société de racheter en tout temps et de temps à autre après la date d'émission de toute action privilégiée au moyen de la remise d'un avis, la totalité ou toute quantité d'actions privilégiées immatriculées au nom de ce porteur dans les registres de la Société, au prix de rachat par action, ainsi que tous les dividendes déclarés et impayés sur ces mêmes actions.

La Société peut en tout temps ou de temps à autre acheter à des fins d'annulation la totalité ou toute partie des actions privilégiées en circulation au prix le plus bas possible auquel, de l'avis des administrateurs de la Société, ces actions peuvent être obtenues, à condition toutefois que ces prix n'excèdent en aucun cas le prix de rachat actuel au moment de l'achat pour les actions de cette série, majoré des coûts liés à l'achat et de tous les dividendes déclarés et impayés sur ces mêmes actions.

## 9. MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS ORDINAIRES

Depuis la conclusion du Placement le 6 décembre 2007, les actions ordinaires ont été inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE.TO ».

Le tableau ci-après indique la fourchette des cours, en dollars canadiens, ainsi que le volume quotidien moyen des opérations des actions ordinaires à la TSX pour le mois de décembre (soit le seul mois du dernier exercice terminé au cours duquel les actions ordinaires étaient inscrites à la TSX) et les deux premiers mois de l'exercice en cours.

	Cours le plus élevé (\$)	Cours le plus bas (\$)	Volume moyen quotidien
Décembre <sup>1)</sup>	12,49 \$	10,85 \$	122 360
Janvier	14,00 \$	11,50 \$	9 784
Février	11,80 \$	10,92 \$	9 734

1) Les actions ordinaires ont commencé à être négociées à la TSX le 6 décembre 2007.

## 10. ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

### *Administrateurs*

Le tableau suivant indique le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chaque administrateur, ses fonctions principales et la période durant laquelle il a été administrateur. Chaque administrateur élu exerce son mandat jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires ou jusqu'à ce qu'un successeur soit élu par les actionnaires, sauf si l'administrateur donne sa démission ou si son poste devient vacant en raison de la destitution de l'administrateur, de son décès ou d'une autre cause.

Nom et municipalité de résidence	Administrateur depuis	Fonction principale	Actions ordinaires détenues en propriété véritable ou sur lesquelles une emprise ou un contrôle est exercé <sup>1)</sup>	% des actions ordinaires
GILLES LEFRANÇOIS, CA Longueuil (Québec) Canada	2003	Président exécutif du conseil d'administration de la Société	582 769	2,48 %
MICHEL LETELLIER, MBA Candiac (Québec) Canada	2003	Président et chef de la direction de la Société	388 592	1,65 %
WILLIAM A. LAMBERT <sup>2)</sup> Toronto (Ontario) Canada	2007	Associé de Birch Hill Equity Partners <sup>3)</sup>	Néant <sup>3)</sup>	Néant <sup>3)</sup>
CYRILLE VITTECOQ <sup>4)</sup> <sup>5)</sup> Montréal (Québec) Canada	2007	Vice-président, Investissements – Énergie et membre du comité de gestion du groupe des capitaux privés de la Caisse de dépôt et placement du Québec	Néant	Néant
RAYMOND LAURIN <sup>4)</sup> <sup>6)</sup> Lévis (Québec) Canada	2007	Directeur exécutif du Régime de rentes du Mouvement Desjardins à la Fédération des caisses Desjardins du Québec	600	≈0,003 %
PIERRE BRODEUR <sup>2)</sup> <sup>4)</sup> Saint-Bruno (Québec) Canada	2007	Administrateur de sociétés	2 000	≈0,009 %
SUSAN M. SMITH <sup>2)</sup> Toronto (Ontario) Canada	2007	Présidente et chef de la direction de Société capital de risques RBC technologie Inc. et première vice-présidente de Banque Royale du Canada	1 000	≈0,004 %

1) L'information sur les actions ordinaires détenues en propriété véritable ou sur lesquelles une emprise ou un contrôle est exercé par chaque administrateur a été fournie par chaque administrateur individuellement.

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

3) Birch Hill Equity Partners gère certains placements du Groupe TD Capital Limitée, y compris les 2 426 276 actions ordinaires de la Société qu'elle détient actuellement, soit environ 10,3 % des actions ordinaires émises et en circulation de la Société.

4) Membre du comité de vérification.

5) M. Vittecoq est vice-président, Investissements – Énergie de CDPQ qui détient 2 426 276 actions ordinaires de la Société, soit environ 10,3 % des actions ordinaires émises et en circulation de la Société.

6) M. Laurin est directeur exécutif du Régime de rentes du Mouvement Desjardins à la Fédération des caisses Desjardins du Québec. Régime de rentes du Mouvement Desjardins détient 2 426 276 actions ordinaires de la Société, soit environ 10,3 % des actions ordinaires émises et en circulation de la Société.

Au cours des cinq dernières années, chacun des administrateurs susmentionnés a exercé ses fonctions principales actuelles ou d'autres fonctions de direction au sein des sociétés indiquées en regard de son nom ou auprès de sociétés ou d'entreprises associées, y compris des sociétés appartenant au même groupe et des sociétés remplacées, sauf M. William A. Lambert qui, avant janvier 2006, était administrateur délégué de Groupe TD Capital Limitée; et M. Raymond Laurin qui, avant août 2004, était vice-président, Services administratifs de Fédération des Caisses Desjardins du Québec.

### *Membres de la haute direction*

Le tableau suivant indique le nom, la province ou l'État ainsi que le pays de résidence de chaque membre de la haute direction, son poste et ses fonctions principales, la date d'entrée en fonction à titre de membre de la haute

direction de la Société et le nombre et pourcentage d'actions ordinaires détenues par ce membre de la haute direction en date des présentes :

Nom et municipalité de résidence	Membre de la direction depuis	Fonction/poste principal
GILLES LEFRANÇOIS, CA Longueuil (Québec) Canada	2003	Président exécutif du conseil d'administration
MICHEL LETELLIER, MBA Candiac (Québec) Canada	2003	Président et chef de la direction
JEAN PERRON, CA, CMA Saint-Hubert (Québec) Canada	2003	Vice-président et chef de la direction financière
JEAN TRUDEL, MBA Montréal (Québec) Canada	2003	Vice-président – Finances et relations avec les investisseurs
MICHÈLE BEAUCHAMP, LL.B, LL.M. Lachine (Québec) Canada	2004	Vice-présidente – Affaires juridiques et secrétaire corporatif
FRANÇOIS HÉBERT Saint-Alphonse de Granby (Québec) Canada	2003	Vice-président – Exploitation et entretien
NORMAND BOUCHARD, ING. L'Île-Bizard (Québec) Canada	2003	Vice-président – Énergie éolienne
GUY DUFORT Saint-Romuald (Québec) Canada	2005	Vice-président – Affaires publiques
RENAUD DE BATZ, géologue, M.Sc., MBA Beaconsfield (Québec) Canada	2005	Vice-président Région de l'Est – Énergie hydroélectrique
PETER GROVER, ING. Saint-Bruno (Québec) Canada	2005	Vice-président – Gestion de projets
RICHARD BLANCHET, P. ING., M.Sc. North Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2003	Vice-président Région de l'Ouest – Énergie hydroélectrique

Au cours des cinq dernières années, chacun des membres de la haute direction susmentionnés a exercé ses fonctions principales actuelles ou d'autres fonctions de direction au sein des sociétés indiquées en regard de son nom ou auprès de sociétés ou d'entreprises associées, y compris des sociétés appartenant au même groupe et des sociétés remplacées, sauf M. Jean Perron, qui, avant décembre 2003, était directeur principal, Fiscalité canadienne auprès de KPMG, M<sup>me</sup> Michèle Beauchamp qui, avant septembre 2004, était conseillère juridique auprès de Cascades Inc.; et M. Peter Grover qui, avant avril 2005 était directeur de la gestion de projets auprès d'Alstom Inc.

Les administrateurs et membres de la haute direction de la Société, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 957 948 actions ordinaires, soit 8,33 % du total des actions ordinaires de la Société en circulation, ou exercent un contrôle ou une emprise sur ces actions.

## 11. CONFLITS D'INTÉRÊTS

Certains conflits d'intérêts peuvent survenir en raison de relations entre la Société et le Fonds. Aux termes des Conventions de gestion, la Société est responsable de l'ensemble des services de gestion et d'administration à l'égard des entreprises du Fonds et de l'ensemble de ses services d'exploitation et de maintenance. La Société et le Fonds sont des concurrents potentiels au sein des secteurs de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada et, par conséquent, les responsabilités de la Société en qualité de gestionnaire du Fonds peuvent entrer en conflit avec les intérêts de ses actionnaires. De plus, certains membres de la haute direction et administrateurs de la Société sont également fiduciaires du Fonds ou des membres de son groupe. La direction de la Société évaluera tout conflit d'intérêts qui pourrait survenir dans l'avenir conformément aux attentes et objectifs raisonnables de la Société et du Fonds et agira conformément à toute obligation de diligence et à toute obligation d'agir de bonne foi envers l'une et l'autre des parties.

## 12. POURSUITES

Pour autant que sache la Société, il n'y a aucune poursuite en instance ou imminente qui met en cause la Société ou ses biens. Au cours du dernier exercice, aucune poursuite n'a mis en cause la Société ou ses biens.

## 13. DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun des administrateurs, dirigeants ou actionnaires qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % des actions ordinaires en circulation ou exerce un contrôle ou une emprise sur ces actions, ni aucune personne ayant un lien avec une telle personne ni aucun membre du même groupe, n'a ou n'a eu d'intérêt important, direct ou indirect, dans toute opération au cours des trois derniers exercices ou dans une opération envisagée, qui a eu ou qui pourrait avoir une incidence importante sur la Société. Toutefois, aux termes de l'Acquisition d'Innergex II, Régime de rentes du Mouvement Desjardins, CPDQ, Groupe TD Capital Limitée et Kruger Inc. Master Trust (collectivement, les « actionnaires vendeurs ») ont souscrit chacun 2 544 009 actions ordinaires, soit environ 10,8 % des actions ordinaires émises et en circulation. Après la levée de l'option en cas d'attribution excédentaire par les Preneurs fermes, chaque actionnaire vendeur détient maintenant 2 426 276 actions ordinaires, soit environ 10,3 % des actions ordinaires émises et en circulation. Voir les rubriques « Développement général de l'activité » et « Acquisitions importantes – Acquisition d'Innergex II ». Avant l'Acquisition d'Innergex II, les Investisseurs institutionnels ne détenaient aucun titre de la Société.

## 14. AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de la Société est Services aux investisseurs Computershare inc., à ses bureaux à Toronto et Montréal.

## 15. CONTRATS IMPORTANTS

Les contrats énumérés ci-dessous représentent tous les contrats qui peuvent être considérés comme étant importants pour la Société, autres que les contrats conclus dans le cours normal des activités, qui ont été conclus au cours du dernier exercice terminé ou avant le 1<sup>er</sup> janvier 2007 s'ils sont encore en vigueur :

- a) Une convention de prise ferme (la « Convention de prise ferme ») intervenue entre la Société, les Actionnaires vendeurs et BMO Nesbitt Burns Inc., Marchés mondiaux CIBC Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., Valeurs mobilières Desjardins inc., Financière Banque Nationale Inc., La Corporation Canaccord Capital et Corporation de Valeurs Mobilières Dundee (collectivement, les « Preneurs fermes ») en date du 28 novembre 2007. Aux termes de la Convention de prise ferme, la Société a convenu de vendre 10 455 000 actions ordinaires et les Preneurs fermes ont convenu d'acheter, pour leur compte, le 6 décembre 2007 ou

à toute autre date qui pourra être convenue, mais au plus tard le 28 décembre 2007, sous réserve des conditions stipulées dans la Convention de prise ferme, toutes ces actions ordinaires à un prix de 11,00 \$ l'action ordinaire payable en espèces, pour un montant total de 115 005 000 \$. Aux termes de la Convention de prise ferme, les Preneurs fermes se sont vu accorder une option en cas d'attribution excédentaire, pouvant être levée pendant une période de 30 jours suivant la clôture du Placement, autorisant les Preneurs fermes à acheter aux Actionnaires vendeurs jusqu'à 1 045 000 actions ordinaires au Prix d'offre. Cette option en cas d'attribution excédentaire a été levée en partie le 4 janvier 2007. Voir la rubrique « Développement général de l'activité — Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices — Premier appel public à l'épargne ».

- b) Une convention d'achat (la « Convention d'achat ») datée du 26 octobre 2007, dans sa version modifiée le 28 novembre 2007, intervenue entre la Société et chacun des Investisseurs institutionnels à l'égard de l'Acquisition d'Innergex II. Aux termes de la Convention d'achat, la Société a fait l'acquisition auprès des Investisseurs institutionnels de leurs participations dans Innergex II pour un prix d'achat de 63 364 165 \$.
- c) Un contrat de vente (le « Contrat de vente des Centrales ») daté du 26 octobre 2007, dans sa version modifiée le 21 novembre 2007, intervenu entre Innergex II et le Fonds à l'égard de l'achat, par le Fonds auprès d'Innergex II, de la totalité des participations directes et indirectes d'Innergex II dans le Parc éolien Anse-à-Valleau et le Parc éolien Baie-des-Sables pour un prix d'achat de 61,7 millions de dollars, sous réserve des rajustements au fonds de roulement (172,9 millions de dollars au total avec la dette sans recours en cours relativement aux deux centrales acquises et une dette additionnelle contractée par le Fonds). La responsabilité maximum d'Innergex II aux termes du Contrat de vente des Centrales se limite au prix d'achat aux termes du contrat, à condition que les réclamations à l'égard de chaque centrale achetée aux termes du contrat soient limitées au prix d'achat attribué à cette centrale et qu'Innergex II ne soit tenue d'indemniser le Fonds uniquement si la responsabilité d'Innergex II est supérieure à 250 000 \$.
- d) Une convention de souscription datée du 6 décembre 2007 intervenue entre Innergex II et le Fonds visant la souscription de parts du Fonds émises en tant que paiement du prix d'achat aux termes du Contrat de vente des Centrales.
- e) La Convention d'administration, la Convention de gestion, la Convention de services et l'Entente de coopération dont il est question à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Relation avec le Fonds ».
- f) La Convention de séparation et la Convention relative à la Convention de séparation dont il est question à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Projets en développement avec CAÉ — Projets éoliens — Convention de séparation ».

## 16. INTÉRÊT DES EXPERTS

Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l., les vérificateurs de la Société, est la seule personne, société ou société de personnes désignée comme ayant rédigé ou certifié une déclaration, un rapport ou une évaluation décrit, compris ou mentionné dans un dépôt effectué par la Société pendant le dernier exercice terminé de la Société ou relatif à cet exercice et dont la profession confère autorité aux déclarations, aux rapports ou aux évaluations faits par la personne. Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l. a indiqué être indépendante au sens du Code de déontologie de l'Ordre des comptables agréés du Québec.

## 17. INFORMATION SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION

Le comité de vérification se compose entièrement de fiduciaires non reliés qui respectent également les exigences en matière d'indépendance et d'expérience du Règlement 52-110 sur le comité de vérification adopté par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières. M. Cyrille Vittecoq est président du comité de vérification et MM. Pierre Brodeur et Raymond Laurin sont les autres membres du comité. Chacun d'eux est indépendant et possède des compétences financières au sens du Règlement 52-110 sur le comité de vérification. Le mandat du comité de vérification figure à l'annexe B des présentes.

En plus de posséder des compétences sur le plan opérationnel (avoir une expérience considérable dans la prise de décisions quotidiennes dans le domaine des affaires et l'atteinte d'objectifs commerciaux stratégiques, acquise dans le cadre d'une expérience antérieure significative assortie d'une responsabilité étendue de l'exploitation), les membres du conseil d'administration qui font partie du comité de vérification de la Société doivent avoir des compétences financières, c'est-à-dire être en mesure de lire et de comprendre des états financiers qui présentent un niveau de complexité de questions comptables qui se compare généralement au niveau de complexité des questions que l'on pourrait raisonnablement s'attendre à voir soulever par les états financiers de la Société, et par ailleurs en conformité avec les normes de régie d'entreprise applicables en vertu des lois et règlements sur les valeurs mobilières applicables. Tous les membres du comité de vérification possèdent des compétences tant sur le plan opérationnel que financier.

La formation et l'expérience connexe de chacun des membres du comité de vérification sont décrites ci-après.

**Cyrille Vittecoq (Président)** – Avant le Placement, Cyrille Vittecoq était un fiduciaire d'Innergex II. M. Vittecoq est vice-président, Investissements — Énergie et membre de comité de gestion du groupe des capitaux privés de CDPQ depuis mars 2006. Son mandat consiste à gérer et à élaborer des placements dans le secteur de l'énergie, en particulier ceux liés à l'infrastructure énergétique, au pétrole et au gaz naturel. Le rôle de M. Vittecoq est entièrement axé sur le financement par capitaux propres dans les secteurs de l'énergie et de l'environnement. Il a commencé à titre d'analyste en 1993 et a été par la suite promu au poste de gestionnaire, poste qu'il a occupé jusqu'en 1997. De 1997 à 2000, il a été vice-président des finances de Boralex Inc., un producteur d'énergie indépendant coté en Bourse et situé au Québec. M. Vittecoq est retourné à CDPQ en 2000, à titre de gestionnaire de placement et de cadre supérieur. M. Vittecoq est également administrateur pour Canadian Hydro Developers Inc. depuis 2002. Il détient un baccalauréat en gestion de l'Université de Sherbrooke (1989) et est analyste financier agréé depuis 1994.

**Pierre Brodeur** – M. Brodeur possède plus de 25 années d'expérience en gestion au sein de diverses sociétés qui se spécialisent dans la fabrication et la commercialisation de biens et de services de consommation. De 1997 à 2003, il a été président et chef de la direction de Sico Inc. et, auparavant, il a été président et directeur général des Boulangeries Weston Québec Ltée (de 1994 à 1997). Il a également été président de Vidéotron International de 1990 à 1994, et, auparavant il a été au service de Steinberg (de 1986 à 1990), où il a été président de Steinberg Québec de 1989 à 1990. M. Brodeur siège également au conseil d'administration de l'Industrielle Alliance, Assurances et services financiers inc. depuis 1999 et il est administrateur de Van Houtte Inc. depuis 2003.

**Raymond Laurin** – Depuis 2004, M. Laurin est directeur exécutif du Régime de rentes du Mouvement Desjardins à la Fédération des caisses Desjardins du Québec. M. Laurin a occupé divers postes auprès du Mouvement des caisses Desjardins au cours des 27 dernières années. M. Laurin i) siège au conseil d'administration et est membre du comité de vérification de Société immobilière TransQuébec (SITQ), ii) il siège au conseil d'administration et il est président du comité de vérification et membre de la caisse de retraite d'Ivanhoé Cambridge et iii) est membre de la Caisse de retraite des professeurs et professeures de l'Université Laval. M. Laurin est également administrateur de comités stratégiques de divers fonds européens. M. Laurin détient un baccalauréat en administration des affaires de l'École des Hautes Études Commerciales de Montréal et est membre de l'Ordre des comptables agréés du Québec, de l'Institut des vérificateurs internes du Canada et de l'Institut canadien de la retraite et des avantages sociaux.

Pour chacun des exercices terminés les 31 décembre 2007 et 31 décembre 2006, Samson Bélair/Deloitte & Touche a facturé à la Société les honoraires résumés dans le tableau qui suit pour ses services :

HONORAIRES	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2007	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006
Honoraires de vérification	776 909 \$ <sup>2)</sup>	12 620 \$
Honoraires pour services liés à la vérification	16 837 \$	Néant
Honoraires pour services fiscaux	12 675 \$	9 696 \$
Tous les autres honoraires	Néant	Néant
<b>TOTAL DES HONORAIRES<sup>1)</sup> :</b>	<b>806 421 \$</b>	<b>22 316 \$</b>

1) Le total des honoraires payés à Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l. sans tenir compte de la participation proportionnelle de la Société dans ses coentreprises s'est établi à 834 046 \$ et à 22 316 \$ respectivement pour les exercices 2007 et 2006.

2) 565 759 \$ de ces honoraires sont liés aux services offerts dans le cadre du Placement.

Dans le tableau qui précède, les expressions utilisées dans la colonne « Honoraires » ont le sens suivant : les « Honoraires de vérification » désignent tous les honoraires relatifs à des services de vérification, soit les services professionnels fournis par nos vérificateurs pour la vérification des états financiers de la Société et l'examen des états financiers trimestriels de la Société ainsi que les services fournis normalement par les vérificateurs externes relativement aux dépôts de documents et aux missions prévues par la loi et la réglementation, y compris le Placement et les prospectus déposés dans le cadre du Placement; les « Honoraires pour services liés à la vérification » désignent l'ensemble des honoraires facturés pour les services de certification et services connexes fournis par les vérificateurs externes de la Société qui sont raisonnablement liés à l'exécution de la vérification ou de l'examen de nos états financiers et ne sont pas inclus dans les « Honoraires de vérification »; les « Honoraires pour services fiscaux » désignent l'ensemble des honoraires facturés pour les services professionnels fournis par les vérificateurs externes de la Société relativement à la conformité en matière fiscale, aux conseils fiscaux et à la planification fiscale; enfin, « Tous les autres honoraires » désignent l'ensemble des honoraires facturés pour des produits et services fournis par les vérificateurs externes de la Société, à l'exception des « Honoraires de vérification », des « Honoraires pour services liés à la vérification » et des « Honoraires pour services fiscaux ».

## 18. RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements financiers supplémentaires, y compris nos états financiers vérifiés et le rapport de gestion pour le dernier exercice terminé peuvent être consultés sur le site Web de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

Toutes les demandes visant les documents précités doivent être envoyées au vice-président, Affaires juridiques d'Innergex énergie renouvelable inc. à l'adresse 1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil (Québec) J4K 5G4 ou par télécopieur au numéro 450-928-2544.

## 19. GLOSSAIRE

« Acquisition d'Innergex II » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Acquisitions importantes — Acquisition d'Innergex II ».

« Acquisition des parcs éoliens » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité — Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices — Acquisition d'Innergex II ».

« Ashlu Creek LP » Signifie Ashlu Creek Investments Limited Partnership.

- « BC Hydro » Signifie British Columbia Hydro and Power Authority.
- « BCTC » Signifie British Columbia Transmission Corporation.
- « Begetekong » Signifie Begetekong Power Corporation.
- « CAÉ » Signifie un contrat d'achat d'énergie, un contrat d'approvisionnement en électricité, un contrat d'achat d'électricité ou un contrat d'approvisionnement en énergie renouvelable.
- « CDPQ » Signifie Caisse de dépôt et placement du Québec.
- « Centrale Glen Miller » Signifie la centrale hydroélectrique de 8 MW située sur la rivière Trent à Trenton, en Ontario.
- « Centrale Rutherford Creek » Signifie la centrale hydroélectrique de 49,9 MW située près de Pemberton, en Colombie-Britannique.
- « Centrales en exploitation » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Portefeuille d'actifs ».
- « CÉO » Signifie la Commission de l'énergie de l'Ontario.
- « Convention d'administration » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Investissement dans le Fonds — Gestion du Fonds — La Convention d'administration ».
- « Convention de gestion » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Investissement dans le Fonds — Gestion du Fonds — La Convention de gestion ».
- « Convention de séparation » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Projets en développement avec CAÉ — Projets éoliens — Convention de séparation ».
- « Convention de services » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Investissement dans le Fonds — Gestion du Fonds — La Convention de services ».
- « Convention des propriétaires » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Projets en développement avec CAÉ — Projets éoliens — Propriétaires de Cartier et Convention des propriétaires ».
- « Conventions de gestion » Signifie la Convention d'administration, la Convention de gestion et la Convention de services.
- « DP » Signifie une demande de propositions.
- « DP de 2 000 MW du Québec » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Cadre réglementaire et marché de l'énergie renouvelable dans la province de Québec ».
- « DP relative aux projets de parcs éoliens municipaux du Québec » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Projets prospectifs — Autres occasions — DP relative aux projets de parcs éoliens municipaux du Québec ».
- « Entente de coopération » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Investissement dans le Fonds — Gestion du Fonds — Entente de coopération ».



« **Fonds** » Signifie Innergex Énergie, Fonds de revenu et ses filiales.

« **FQM** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Projets prospectifs — Autres occasions — DP relative aux projets de parcs éoliens municipaux du Québec ».

« **GE** » Signifie General Electric Company.

« **Glen Miller LP** » Signifie Glen Miller Power, Limited Partnership.

« **Hydro-Québec** » Signifie Hydro-Québec et ses filiales et divisions, notamment Hydro-Québec Distribution, Hydro-Québec Production et Hydro-Québec TransÉnergie Inc.

« **Initiative écoÉNERGIE** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».

« **Innergex II** » Signifie Innergex II Fonds de revenu et ses filiales.

« **Investisseurs institutionnels** » Signifie collectivement le Régime de rentes du Mouvement Desjardins, la Caisse de dépôt et placement du Québec, la Sun Life du Canada, compagnie d'assurance-vie, le Groupe TD Capital Limitée et Kruger Inc. Master Trust.

« **IPC** » Signifie l'indice des prix à la consommation pour le Canada.

« **kV** » Signifie un kilovolt ou 1 000 volts.

« **kWh** » Signifie un kilowatt par heure ou 1 000 watts par heure.

« **MRN** » Signifie le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec.

« **MW** » Signifie un million de watts ou un mégawatt.

« **Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable** » ou « **NOER** » Signifie les 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** » Signifie l'Ontario Power Authority.

« **OPG** » Signifie l'Ontario Power Generation.

« **Parc éolien Anse-à-Valleau** » Signifie le parc éolien de 100,5 MW situé à L'Anse-à-Valleau, au Québec.

« **Parc éolien Baie-des-Sables** » Signifie le parc éolien de 109,5 MW situé à Baie-des-Sables et Métis-sur-Mer, au Québec.

« **PIRÉ** » Signifie le Plan intégré pour le réseau d'électricité.

« **Placement** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité ».

« **Placement privé** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité ».

« **Prix d'offre** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description générale de l'activité — Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices — Premier appel public à l'épargne ».

« Programme d'offre standard » Signifie un programme ou 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.

« Projet Ashlu Creek » Signifie le projet hydroélectrique de 49,9 MW situé à Ashlu Creek, en Colombie-Britannique.

« Projet Carleton » Signifie le projet éolien de 109,5 MW situé dans la ville de Carleton-sur-Mer et dans la municipalité régionale de comté de Bonaventure, au Québec.

« Projet Club des Hauteurs » Signifie le projet de parc éolien prospectif d'une puissance maximum de 195,5 MW situé dans la municipalité de l'Anse-Saint-Jean, au Québec.

« Projet Gros Morne, phase I » Signifie le projet éolien de 100,5 MW situé dans les municipalités de Mont-Louis et de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec.

« Projet Gros Morne, phase II » Signifie le projet éolien de 111 MW situé dans les municipalités de Mont-Louis et de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec.

« Projet Haute-Côte-Nord est » Signifie le projet de parc éolien prospectif d'une puissance installée prévue maximum de 170 MW situé dans la municipalité régionale de comté La Haute-Côte-Nord, au Québec.

« Projet Haute-Côte-Nord ouest » Signifie le projet de parc éolien prospectif d'une puissance installée prévue maximum de 168 MW situé dans la municipalité régionale de comté Fjord-du-Saguenay, au Québec.

« Projet Kaipit » Signifie le projet hydroélectrique prospectif de 9,9 MW sur la rivière Kaipit, en Colombie-Britannique.

« Projet Kamouraska » Signifie le projet de parc éolien prospectif de 124,5 MW situé dans le territoire non organisé de Picard dans la municipalité régionale de comté de Kamouraska, au Québec.

« Projet Kipawa » Signifie le projet hydroélectrique prospectif de 42 MW situé à Gordon Creek, au Québec.

« Projet Kokish » Signifie le projet hydroélectrique prospectif de 9,9 MW situé sur la rivière Kokish, en Colombie-Britannique.

« Projet Kwoiek Creek » Signifie le projet hydroélectrique de 49,9 MW situé à Kwoiek Creek, en Colombie-Britannique.

« Projet Les Méchins » Signifie le projet de parc éolien prospectif de 150 MW situé dans les municipalités de Grosse-Roche et de Les Méchins, au Québec.

« Projet Massif-du-Sud » Signifie le projet de parc éolien prospectif de 90 MW situé dans les municipalités de Saint-Luc-de-Bellechasse, de Saint-Magloire, de Notre-Dame-Auxiliatrice-de-Buckland et de Saint-Philémon, au Québec.

« Projet Matawin » Signifie le projet hydroélectrique de 15 MW situé sur la rivière Matawin, au Québec.

« Projet Mkw'Alts » Signifie le projet hydroélectrique de 47,7 MW situé à Ure Creek, en Colombie-Britannique.

« Projet Montagne-Sèche » Signifie le projet éolien de 58,5 MW situé dans la municipalité du Canton de Cloridorme, au Québec.

« **Projet Rivière-au-Renard** » Signifie le projet de parc éolien prospectif d'une puissance maximum de 25 MW situé dans le territoire de la municipalité de Gaspé, au Québec.

« **Projet Roussillon** » Signifie le projet de parc éolien prospectif d'une puissance maximum de 108 MW situé dans les municipalités de Saint-Philippe, de La Prairie et de Saint-Jacques-le-Mineur, au Québec.

« **Projet Saint-Constant** » Signifie le projet de parc éolien prospectif d'une puissance maximum de 70 MW situé dans les municipalités de Saint-Constant et de Saint-Mathieu, au Québec.

« **Projet Umbata Falls** » Signifie le projet hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW situé sur la rivière White, en Ontario.

« **Projets de Cartier** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Projets en développement avec CAÉ — Projets éoliens — Projets de Cartier ».

« **Projets de parcs éoliens prospectifs de la Colombie-Britannique** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Projets en développement avec CAÉ — Projets éoliens — Projets Les Méchins — Projets de parcs éoliens prospectifs de la Colombie-Britannique ».

« **Projets en développement avec CAÉ** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Portefeuille d'actifs ».

« **Projets prospectifs** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Portefeuille d'actifs ».

« **Projets Gros Morne** » Signifie collectivement le Projet Gros Morne, phase I et le Projet Gros Morne, phase II.

« **Propriétaire de Cartier** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités — Projets en développement avec CAÉ — Projets éoliens — Projets de Cartier ».

« **Société** » Signifie Innergex énergie renouvelable inc. et comprend ses filiales, à moins que le contexte ne s'y oppose.

« **Sonoco** » Signifie Sonoco Canada Corporation.

« **TransCanada** » Signifie TransCanada Energy Ltd.

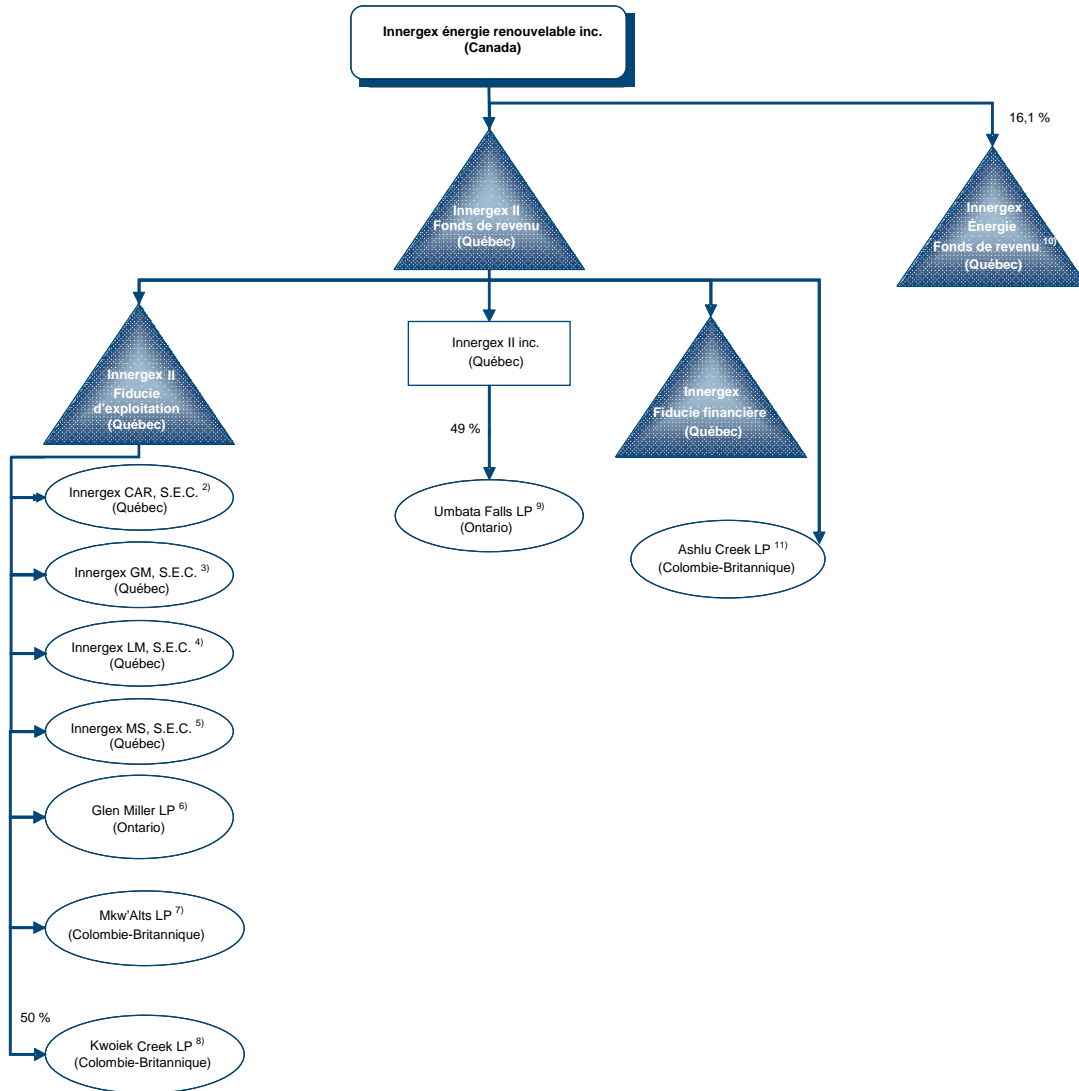
« **TSX** » Signifie la Bourse de Toronto.

« **TWh** » Signifie 1 000 gigawatts par heure ou 1 000 000 de mégawatts par heure.

## ANNEXE A

### STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

L'organigramme suivant illustre la structure organisationnelle de la Société et de ses filiales importantes<sup>1)</sup>, ainsi que certaines autres participations importantes de la Société.



1) À moins d'indication contraire, la Société détient une participation directe ou indirecte de 100 % dans l'entité.

2) Innergex CAR, S.E.C. est propriétaire d'une coparticipation indivise de 38 % dans le Projet Carleton et son commandité est Innergex CAR Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II.

3) Innergex GM, S.E.C. est propriétaire d'une coparticipation indivise de 38 % dans les Projets Gros Morne et son commandité est Innergex GM Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II.

4) Innergex LM, S.E.C. est propriétaire d'une coparticipation indivise de 38 % dans le Projet Les Méchins et son commandité est Innergex LM Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II.

5) Innergex MS, S.E.C. est propriétaire d'une coparticipation indivise de 38 % dans le Projet Montagne-Sèche et son commandité est Innergex MS Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II.

- 6) Glen Miller LP est propriétaire d'une participation exclusive dans la Centrale Glen Miller et son commandité est Glen Miller Power Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II.
- 7) Mkw'Alts LP est propriétaire de la totalité du Projet Mkw'Alts et son commandité est Mkw'Alts Energy Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II.
- 8) Kwoiek Creek LP est propriétaire de la totalité du Projet Kwoiek Creek et son commandité est Kwoiek Creek Resources GP Inc., dont une tranche de 50 % est détenue par Innergex II.
- 9) Umbata Falls LP est propriétaire de la totalité du Projet Umbata Falls et son commandité est Beketekong Power Corporation, dont une tranche de 49 % est détenue par Innergex II.
- 10) La Société détient une participation de 16,1 % dans le Fonds, fonds de revenu inscrit en Bourse dont les parts sont inscrites à la TSX.
- 11) Ashlu Creek LP est propriétaire de la totalité du Projet Ashlu Creek et ses commandités sont 675729 British Columbia Ltd., dont une tranche de 50 % est détenue par Innergex II et 888645 Alberta Ltd., dont Innergex II achète actuellement les actions.

## ANNEXE B

### MANDAT DU COMITÉ DE VÉRIFICATION

La présente charte établit le rôle du Comité de vérification du Conseil d'administration d'Innergex énergie renouvelable inc. (le « Comité de vérification ») et est assujettie aux dispositions des statuts et des règlements de la Société ainsi qu'aux lois applicables. La charte n'a pas pour but de limiter, d'augmenter ni de modifier d'une quelconque façon les responsabilités du Comité de vérification stipulées par les statuts de la Société ainsi que par les lois applicables.

#### 1. Rôle

En plus des pouvoirs et de l'autorité conférés aux administrateurs dans les statuts et les règlements de la Société et prescrits par les lois applicables, le Comité de vérification a essentiellement pour mandat de s'assurer de la conformité de la Société aux lois et aux règlements applicables des gouvernements et des autorités concernant la communication de l'information financière, la pertinence des principes comptables et des décisions relatives à la présentation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus, la présentation d'une image fidèle de la situation financière de la Société dans ses états financiers trimestriels et annuels, la communication en temps opportun de l'information appropriée aux actionnaires et au public en général, la mise en œuvre de contrôles internes efficaces pour l'ensemble des opérations de la Société et l'examen périodique de ces contrôles.

#### 2. Composition

##### 2.1 Nombre et critères

Le Comité de vérification doit être constitué selon les dispositions du Règlement 52-110, pouvant être modifiées à l'occasion (« Règlement 52-110 »). Il est composé uniquement de membres désignés comme étant indépendants, (selon la définition de ce terme dans le Règlement 52-110) et possédant des compétences financières (définies comme étant la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présente des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables dans l'ensemble à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de la Société).

##### 2.2 Sélection

Les membres et le Président du Comité de vérification sont élus par le Conseil d'administration chaque année, ou jusqu'à ce que leurs remplaçants soient dûment nommés. À moins que le Président du Comité de vérification ne soit élu par le Conseil d'administration au complet, les membres de ce comité peuvent désigner un président par un vote majoritaire de la totalité des membres du Comité de vérification.

Tout membre du Comité de vérification peut être révoqué ou remplacé à tout moment par le Conseil d'administration et cesse d'être membre de ce comité dès qu'il cesse ses fonctions d'administrateur de la Société. Le conseil d'administration peut combler les vacances au sein du Comité de vérification en procédant à une élection parmi les membres du Conseil d'administration. Dans le cas d'une vacance dans le Comité de vérification, les membres restants peuvent exercer la totalité des pouvoirs du Comité de vérification dans la mesure où il demeure un quorum.

#### 3. Responsabilités

Sans limiter la généralité de son rôle, décrit à la section 1 ci-dessus, le Comité de vérification s'acquitte notamment des tâches suivantes :

### 3.1 *Relations avec les vérificateurs*

- Recommander au Conseil d'administration la nomination et la rémunération du vérificateur externe.
- Examiner la portée et les plans de la vérification et des examens du vérificateur externe. Le Comité de vérification peut autoriser le vérificateur externe à effectuer des examens ou des vérifications supplémentaires selon ce qu'il peut juger souhaitable.
- Surveiller le travail du vérificateur externe, y compris la résolution de tout désaccord entre le vérificateur externe et la direction.
- Approuver au préalable tous les services non liés à la vérification (ou déléguer l'approbation au préalable dans la mesure permise par la loi) que le vérificateur externe doit rendre à la Société ou à ses filiales.
- Chaque année, examiner avec le vérificateur externe toutes les relations importantes que celui-ci entretient avec la Société, et en discuter, afin d'évaluer son indépendance.
- Examiner le rendement du vérificateur externe et toute décharge de responsabilité proposée du vérificateur externe lorsque les circonstances le justifient.
- Consulter périodiquement le vérificateur externe hors de la présence des membres de la direction sur les expositions ou risques importants, les contrôles internes et autres mesures que la direction a prises pour contrôler ces risques, ainsi que l'exhaustivité et l'exactitude des états financiers, notamment la pertinence des contrôles internes visant à divulguer les paiements, opérations ou procédures qui pourraient être réputés illégaux ou autrement inappropriés.
- Prendre des arrangements pour que le vérificateur externe puisse être disponible pour le Comité de vérification et le Conseil d'administration, au besoin.
- Étudier les jugements du vérificateur externe sur la qualité, la transparence et le caractère approprié, et non seulement l'acceptabilité, des principes comptables et des pratiques de communication de l'information financière de la Société, appliqués dans la présentation de l'information financière, y compris le degré de dynamisme et de prudence de ces principes comptables et des estimations sous-jacentes et le fait que ces principes sont des pratiques courantes ou des pratiques restreintes.

### 3.2 *Information financière et communication de l'information au public*

- Examiner toutes les questions importantes du bilan, les obligations éventuelles importantes (y compris celles liées aux acquisitions ou aux cessions importantes) et toutes les opérations importantes entre parties apparentées.
- Étudier les modifications importantes proposées aux principes et aux pratiques comptables de la Société.
- Si cela est jugé approprié, établir des systèmes distincts de présentation de l'information financière au Comité de vérification par la direction et par le vérificateur externe.
- Examiner et recommander l'approbation des états financiers annuels et intermédiaires, du rapport de gestion connexe, et des communiqués de presse concernant les résultats annuels et intermédiaires avant la publication de cette information.
- S'assurer que des procédures adéquates sont en place pour examiner la communication faite au public par la Société de l'information financière extraite ou dérivée de ses états financiers, autre que l'information prévue au paragraphe ci-dessus, et apprécier périodiquement l'adéquation de ces procédures.
- Examiner la communication de l'information au public concernant le Comité de vérification selon les exigences du Règlement 52-110.
- Examiner l'intégrité des procédures de présentation de l'information financière, tant internes qu'externes, en consultation avec le vérificateur externe.

- Envisager périodiquement la nécessité d'une fonction de vérification interne, si celle-ci n'existe pas déjà.
- Après la vérification annuelle et, s'il y a lieu, les revues trimestrielles, examiner séparément avec la direction et le vérificateur externe toute modification importante apportée aux procédures prévues, les difficultés éprouvées au cours de la vérification, et s'il y a lieu, les revues, y compris les restrictions à la portée du travail ou à l'accès à l'information requise ainsi que la collaboration obtenue par le vérificateur externe pendant la vérification et, s'il y a lieu, les revues.
- Examiner avec le vérificateur externe et la direction les constatations importantes faites au cours de l'exercice et la mesure dans laquelle les modifications ou les améliorations apportées aux pratiques financières ou comptables, approuvées par le Comité de vérification, ont été mises en œuvre. Cet examen doit être mené, dans un délai approprié, après la mise en œuvre des modifications ou des améliorations, selon les décisions du Comité de vérification.

### 3.3 *Autres questions*

- Établir les procédures concernant : i) la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par l'émetteur au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou de la vérification, et ii) l'envoi confidentiel, sous le couvert de l'anonymat, par les salariés de l'émetteur de préoccupations touchant des points discutables en matière de comptabilité ou de vérification.
- Examiner et approuver les politiques d'engagement de la Société à l'égard des associés ou les salariés, anciens ou actuels, des vérificateurs internes de la Société ou de ses filiales, qu'ils soient actuels ou anciens.
- Examiner les activités, la structure organisationnelle et les qualifications du Chef de la direction financière et du personnel du secteur de la présentation de l'information financière et vérifier si les questions relatives à la planification de la relève ont été soulevées afin de les soumettre au Conseil d'administration.
- Examiner le programme d'évaluation des risques de la direction et les mesures prises pour traiter les expositions et risques importants de tous les types, y compris la couverture d'assurance et la conformité fiscale.

Nonobstant ce qui précède, le Comité de vérification n'a pas la responsabilité d'établir les états financiers, de planifier ou de mener des vérifications, de déterminer si les états financiers sont complets et exacts ainsi que conformes aux principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »), de mener des enquêtes, ou de s'assurer de la conformité aux lois et aux règlements ou aux politiques internes, aux procédures et aux contrôles de la Société, car cette responsabilité incombe à la direction, et parfois, aux vérificateurs externes, selon le cas.

## 4. Réunions

Le Comité de vérification se réunit au moins quatre fois par an, ou plus fréquemment si les circonstances l'exigent.

Le président du Comité de vérification peut demander aux membres de la direction et à d'autres personnes d'assister aux réunions et fournir l'information pertinente, au besoin. Afin de s'acquitter de leurs tâches, les membres du Comité de vérification ont un accès complet à toute l'information de la Société et à toute autre information qu'ils jugent appropriée et sont autorisés de discuter de cette information ou d'autres questions relatives à la situation financière de la Société avec des cadres supérieurs, des dirigeants et le vérificateur externe de la Société et d'autres personnes qu'il juge appropriées.

Afin de favoriser une communication ouverte, le Comité de vérification ou son président rencontrent au moins chaque trimestre la direction et le vérificateur externe à part pour discuter de questions qui de l'avis du Comité de vérification ou de chacun de ces groupes, devraient faire l'objet d'une discussion privée. De plus, le Comité de vérification ou son président doit rencontrer la direction chaque trimestre au sujet des états financiers intermédiaires de la Société.



Le quorum aux fins de l'expédition des affaires à toute réunion du Comité de vérification doit être la majorité du nombre des membres du Comité de vérification ou un nombre plus important que le Comité de vérification doit déterminer par voie de résolution.

Le Comité de vérification tient des réunions de temps à autre et à tout endroit que n'importe quel de ses membres détermine sous réserve d'un avis raisonnable signifié à chacun de ses membres au moins 48 heures à l'avance. Tous les membres du comité peuvent renoncer à la période d'avis. Le Président du Conseil d'administration, le vérificateur externe, le Président, le Chef de la direction, le Chef de la direction financière ou le secrétaire corporatif ont chacun le droit de demander à tout membre du Comité de vérification de convoquer une réunion.

Le Comité de vérification décide de tout point à inscrire à l'ordre du jour.

Le Comité de vérification doit tenir un procès-verbal de sa réunion et le présenter au Conseil d'administration dans son ensemble en temps opportun.

## 5. Conseillers

Le Comité de vérification peut engager des conseillers externes aux frais de la Société afin qu'ils l'aident dans l'exécution de ses tâches ainsi que fixer et payer la rémunération de ces conseillers.

Le Comité de vérification est autorisé à communiquer directement avec les vérificateurs externes (et, s'il y a lieu, les vérificateurs internes), selon ce qu'ils jugent approprié.

S'il le juge approprié, le Comité de vérification a le pouvoir de mener et d'autoriser des enquêtes sur toute question selon la portée de ses responsabilités, et d'exécuter toute autre activité qu'il juge nécessaire ou appropriée.

Le Conseil d'administration a déterminé que tout comité qui souhaite engager, aux frais de la Société, un conseiller autre qu'un membre de la direction pour l'aider dans des questions faisant partie des responsabilités des membres du comité à titre de membres de ce comité doit examiner la demande avec le président du Conseil d'administration et obtenir l'autorisation de ce dernier.

## 6. Généralités

Le Comité de vérification doit étudier la présente charte annuellement et recommander des modifications au Conseil d'administration, selon ce qui est jugé approprié à l'occasion.

Le Comité de vérification est un comité du Conseil d'administration et n'est pas, et ne doit pas être, réputé être un mandataire des actionnaires de la Société pour quelque raison que ce soit. Le Conseil d'administration peut, à l'occasion, permettre des dérogations aux présentes modalités, que ce soit de façon prospective ou rétrospective, et aucune disposition des présentes n'est destinée à entraîner une quelconque responsabilité envers les porteurs de titres de la Société, notamment une responsabilité civile.