



INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

NOTICE ANNUELLE

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

Le 22 mars 2010

TABLE DES MATIÈRES

1. STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	2
2. DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	2
HISTORIQUE DE L'ENTREPRISE POUR LES TROIS DERNIERS EXERCICES	3
<i>Exercice 2007</i>	<i>3</i>
<i>Premier appel public à l'épargne.....</i>	<i>3</i>
<i>Acquisition d'Innergex II.....</i>	<i>3</i>
<i>Acquisition de participations dans le Fonds.....</i>	<i>3</i>
<i>Exercice 2008</i>	<i>3</i>
<i>Acquisition des droits se rapportant à 18 projets hydroélectriques en Colombie-Britannique</i>	<i>3</i>
<i>Financement et mise en service commercial du Parc éolien Carleton</i>	<i>4</i>
<i>Financement et mise en service commercial de la centrale Umbata Falls</i>	<i>4</i>
<i>Soumissions dans le cadre du BC Clean Call.....</i>	<i>4</i>
<i>Exercice 2009</i>	<i>5</i>
<i>Financement et mise en service commercial de la Centrale Ashlu Creek</i>	<i>5</i>
<i>Financement et mise en service commercial de la centrale Fitzsimmons</i>	<i>5</i>
<i>Soumissions dans le cadre du programme FIT de l'Ontario</i>	<i>5</i>
<i>Faits nouveaux en 2010.....</i>	<i>5</i>
3. SURVOL DE L'INDUSTRIE ET TENDANCES DU MARCHÉ	6
INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	6
ÉNERGIE RENOUVELABLE AU CANADA	6
<i>Producteurs indépendants d'électricité</i>	<i>7</i>
<i>Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada</i>	<i>7</i>
<i>Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable provinciales et Demandes de propositions</i>	<i>7</i>
<i>Hydroélectricité et énergie éolienne au Canada</i>	<i>8</i>
CADRE RÉGLEMENTAIRE ET MARCHÉS POUR L'ÉNERGIE RENOUVELABLE DANS LES PRINCIPAUX MARCHÉS DE LA SOCIÉTÉ	8
<i>Québec.....</i>	<i>8</i>
<i>Colombie-Britannique.....</i>	<i>9</i>
<i>Ontario</i>	<i>10</i>
PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE	11
AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE	12
PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	13
AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE	13
FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	14
4. DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ.....	14
VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE	14
PORTEFEUILLE D'ACTIFS	15
INSTALLATIONS EN EXPLOITATION	17
<i>Centrale Glen Miller</i>	<i>17</i>
<i>Centrale Umbata Falls</i>	<i>18</i>
<i>Centrale Ashlu Creek.....</i>	<i>19</i>
<i>Centrale Fitzsimmons Creek.....</i>	<i>21</i>
<i>Parc éolien Carleton.....</i>	<i>22</i>
PROJETS EN DÉVELOPPEMENT	23
<i>Projets hydroélectriques.....</i>	<i>23</i>
<i>Projets éoliens.....</i>	<i>24</i>
PROJETS POTENTIELS.....	28
<i>Projets hydroélectriques potentiels</i>	<i>28</i>
<i>Projets de parcs éoliens potentiels</i>	<i>32</i>
PROJETS ABANDONNÉS.....	35
RELATION AVEC LE FONDS	35
<i>Gestion du Fonds.....</i>	<i>36</i>

	<i>Entente de coopération</i>	37
	ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL.....	38
	CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE.....	38
	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT.....	38
	PERSONNEL.....	38
5.	FACTEURS DE RISQUE	39
	RISQUES LIÉS À L'ARRANGEMENT.....	39
	MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE.....	39
	RESSOURCES EN CAPITAL.....	40
	INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS.....	40
	CRISE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE ACTUELLE.....	40
	RÉGIME HYDROLOGIQUE ET ÉOLIEN.....	40
	INVESTISSEMENT DANS LE FONDS.....	41
	CONSTRUCTION ET CONCEPTION.....	41
	DÉVELOPPEMENT DE NOUVELLES INSTALLATIONS.....	41
	RENDEMENT DES PROJETS.....	41
	DÉFAILLANCE DE L'ÉQUIPEMENT.....	42
	TAUX D'INTÉRÊT ET RISQUE LIÉ AU REFINANCEMENT.....	42
	EFFET DE LEVIER FINANCIER ET CLAUSES RESTRICTIVES.....	42
	CONVENTION DE SÉPARATION.....	42
	RELATION AVEC HYDRO-QUÉBEC.....	43
	HAUTE DIRECTION ET EMPLOYÉS CLÉS.....	43
	DÉFAUT D'EXÉCUTION DES PRINCIPALES CONTREPARTIES.....	43
	RELATIONS AVEC LES PARTENAIRES.....	43
	APPROVISIONNEMENT EN ÉOLIENNES.....	44
	PERMIS.....	44
	RÉGLEMENTATION ET POLITIQUE.....	44
	OBTENTION DE NOUVEAUX CAÉ.....	45
	CAPACITÉ À OBTENIR LES TERRAINS APPROPRIÉS.....	45
	DÉPENDANCE ENVERS LES CAÉ.....	45
	DÉPENDANCE ENVERS LES RÉSEAUX DE TRANSPORT.....	45
	REDEVANCES D'UTILISATION D'ÉNERGIE HYDRAULIQUE.....	45
	ÉVALUATION DES RESSOURCES ÉOLIENNES ET DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE CONNEXE.....	46
	BARRAGES SÉCURITAIRES.....	46
	RISQUES LIÉS À LA SANTÉ, À LA SÉCURITÉ ET À L'ENVIRONNEMENT.....	46
	CATASTROPHES NATURELLES; FORCE MAJEURE.....	47
	TAUX DE CHANGE.....	47
	LIMITES DE L'ASSURANCE.....	47
	LITIGES.....	47
	RESPONSABILITÉS ÉVENTUELLES NON DIVULGUÉES RELATIVEMENT À L'ACQUISITION D'INNERGEX II.....	48
	RESPONSABILITÉS ÉVENTUELLES NON DIVULGUÉES RELATIVEMENT À LA DISPOSITION PRÉALABLE DE CENTRALES.....	48
	CONFLITS D'INTÉRÊTS ÉVENTUELS.....	48
6.	DIVIDENDES	48
7.	STRUCTURE DU CAPITAL	48
	ACTIONS ORDINAIRES.....	49
	ACTIONS PRIVILÉGIÉES.....	49
	DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 %.....	50
8.	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	50
9.	ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	51
	ADMINISTRATEURS.....	51
	MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	52
10.	CONFLITS D'INTÉRÊTS	54

11.	POURSUITES	54
12.	DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	54
13.	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES.....	54
14.	CONTRATS IMPORTANTS.....	54
15.	INTÉRÊT DES EXPERTS	55
16.	INFORMATION SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION.....	56
17.	RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	57
18.	GLOSSAIRE.....	58
	ANNEXE A - STRUCTURE ORGANISATIONNELLE	
	ANNEXE B - CHARTE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION	

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

NOTICE ANNUELLE AU 31 DÉCEMBRE 2009

Sauf indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est en date du 31 décembre 2009.

À moins d'indication contraire ou que le contexte ne s'y oppose, la « Société » s'entend d'Innergex énergie renouvelable inc. et de 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.

MISE EN GARDE AU SUJET DES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle contient de l'information prospective au sens de la législation en valeurs mobilières applicable. On reconnaît en général l'information prospective à l'emploi de termes et expressions de nature prospective, notamment des verbes comme « estimer », « prévoir », « planifier », « s'attendre à », « avoir l'intention » ou « croire », au futur ou au conditionnel, à la forme négative ou affirmative, ou à des variations de ces termes et expressions indiquant que certains événements se produiront. La présente notice annuelle renferme notamment de l'information prospective concernant la production d'électricité, la stratégie commerciale, les perspectives d'expansion et de croissance futures, l'actif, les comptes fiscaux, l'accès à des capitaux, le coût du capital et le financement par emprunt, le rendement des capitaux propres, les flux de trésorerie futurs, la valeur d'entreprise, la facilité de crédit majorée, le bilan et la liquidité, les charges d'exploitation, l'efficacité fiscale, l'intégration d'entreprises et les avantages prévus de la Société; elle renferme également des énoncés sur les taux de distribution et de dividendes aux porteurs de titres, la politique en matière de dividendes, les dates de versement de ces distributions et dividendes et la date de réalisation de l'Arrangement.

L'information prospective est fondée sur certaines attentes et hypothèses importantes formulées par la Société, notamment des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité des sources de financement, la conjoncture économique et la situation financière, le succès obtenu dans les développements de nouvelles centrales, le rendement des projets en exploitation et l'obtention en temps opportun des approbations de tiers requises, notamment des porteurs de titres, de la cour et des autorités de réglementation. Même si la Société estime que ces attentes et hypothèses sur lesquelles l'information prospective est fondée sont raisonnables, le lecteur ne doit pas se fier outre mesure à l'information prospective étant donné que la Société ne peut garantir qu'elle s'avérera exacte.

L'information prospective ayant trait à des événements et à des conditions futurs, de par sa nature intrinsèque, elle suppose des risques et des incertitudes inhérents. Les résultats réels pourraient être sensiblement différents de ceux actuellement prévus en raison d'un certain nombre de facteurs et de risques, notamment les risques liés au secteur de l'énergie renouvelable en général, comme la mise en œuvre de la stratégie, les sources de financement, les instruments financiers dérivés, la crise économique et financière actuelle, le régime hydrologique et éolien, la construction et la conception, le développement de nouvelles centrales, le rendement des projets, la défaillance de l'équipement, le risque lié à la fluctuation des taux d'intérêts et au refinancement, l'effet de levier financier et les clauses restrictives et les relations avec les services publics. Le lecteur est averti que la liste des facteurs qui précède n'est pas exhaustive. La présente notice annuelle renferme de l'information supplémentaire à la rubrique « Facteurs de risque » sur les risques et incertitudes importants qui pourraient faire en sorte que les résultats et développements réels soient sensiblement différents des attentes actuellement formulées.

L'information prospective dans la présente notice annuelle est donnée en date des présentes et la Société décline toute obligation de mettre à jour ou de réviser publiquement quelque information prospective, notamment à la lumière de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, à moins que la législation en valeurs mobilières applicable ne le prescrive.

1. STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

La Société a été constituée au Canada aux termes de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* en vertu de statuts constitutifs datés du 25 octobre 2002. Les statuts constitutifs de la Société ont été modifiés comme suit : a) le 25 octobre 2007, pour changer le nom de cette dernière de Management Innergex Inc. à Innergex Renewable Energy Inc. et en sa version française, Innergex énergie renouvelable inc.; b) le 4 décembre 2007, pour changer le capital-actions autorisé de la Société et le nombre minimum d'administrateurs de la Société de un à trois; et c) le 4 décembre 2007, pour modifier le capital-actions autorisé et émis de la Société et créer un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées, pouvant être émises en séries.

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 North 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 GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

La Société est un promoteur, un propriétaire et un exploitant de centrales hydroélectriques au fil de l'eau et de projets de parcs éoliens en Amérique du Nord. La Société exploite, pour son compte ou pour le compte d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « **Fonds** »), plusieurs installations de production d'électricité dans les provinces de Québec, d'Ontario et de la Colombie-Britannique, ainsi que dans l'État de l'Idaho.

L'équipe de direction de la Société s'investit dans l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé et mis en service commercial, ou remis à neuf, par le biais de différentes entreprises, 14 centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 537,8 MW. La Société possède, conjointement avec ses partenaires, un parc éolien et quatre centrales hydroélectriques actuellement en exploitation ayant une puissance installée totale de 197,9 MW (puissance nette de 115,8 MW), ainsi que quatre projets pour lesquels des CAÉ ont été obtenus et qui ont une puissance installée totale de 319,9 MW (puissance nette de 127,6 MW). Ces quatre projets sont en développement, la mise en service commercial étant prévue en 2011 et 2012. Le 11 mars 2010, BC Hydro a également retenu la Société en vue de conclure un CAÉ à l'égard de trois projets hydroélectriques au fil de l'eau soumis dans le cadre du BC Clean Call, d'une puissance installée estimative totalisant 113 MW (puissance nette 75,3 MW). La Société a des participations dans plus de 1 800 MW (puissance nette 1 600 MW) de Projets potentiels de production d'électricité à diverses phases de développement. Voir la rubrique « Description des activités et actifs de la Société - Portefeuille d'actifs ».

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 installations de production d'électricité. La Société détient également une participation d'environ 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 (puissance nette de 209,7 MW).

La Société gère le Fonds et supervise l'exploitation de ses installations depuis le premier appel public à l'épargne du Fonds en 2003 aux termes de certaines conventions de gestion, d'administration et de services à long terme 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 pour les trois derniers exercices

Exercice 2007

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 (« **CDPO** »), 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** ». 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 pour un prix d'achat de 63 364 165 \$ qui a été payé par l'émission aux Investisseurs institutionnels de 5 760 379 actions ordinaires de la Société (collectivement, l'« **Acquisition d'Innergex II** »). Aux termes de l'Acquisition d'Innergex II, la Société a acquis des participations dans ce qui représente maintenant trois installations de production d'électricité en opération ayant une puissance installée de 140,5 MW, ainsi qu'un projet en construction et cinq projets en développement pour lesquels des contrats d'achat d'électricité (« **CAÉ** ») ont été obtenus et qui doivent être mis en service commercial entre 2009 et 2012 pour une puissance de production d'énergie totale de 348,8 MW. Une déclaration d'acquisition d'entreprise (annexe 51-102A4) a été déposée le 18 février 2008 relativement à cette acquisition et peut être obtenue par l'intermédiaire du site Internet de SEDAR au www.sedar.com.

Acquisition de participations dans le Fonds : Simultanément à la clôture du Placement, Innergex II a vendu au Fonds la participation en copropriété indivise de 38% que détenait Innergex II dans le Parc éolien Baie-des-Sables de 109,5 MW et la participation en copropriété indivise de 38% dans le Parc éolien Anse-à-Valleau de 100,5 MW (collectivement, l'« **Aliénation des parcs éoliens** »). Dans le cadre de l'Aliénation des parcs éoliens et du Placement, la Société a acquis une participation d'environ 16,1% dans le Fonds. Grâce à sa participation d'environ 16,1% dans le Fonds, la Société a acquis un intérêt économique dans les 12 installations de production d'électricité en opération du Fonds, qui ont une puissance installée totale de 339,9 MW. La Société a également conclu des conventions aux termes desquelles elle a accepté de continuer à fournir certains services de gestion et d'administration au Fonds ainsi qu'une entente de coopération aux termes de laquelle chaque partie accorde à l'autre un droit de première offre à l'égard de ses projets de production d'énergie. Voir la rubrique « Description des activités et actifs de la Société - Relation avec le Fonds - Gestion du Fonds ». Une déclaration d'acquisition d'entreprise (annexe 51-102A4) a été déposée le 18 février 2008 relativement à cette acquisition et peut être obtenue par l'intermédiaire du site Internet de SEDAR au www.sedar.com.

Exercice 2008

Acquisition des droits se rapportant à 18 projets hydroélectriques en Colombie-Britannique : Le 29 août 2008, la Société a conclu l'acquisition auprès de Ledcor Power Group Ltd. (« **Ledcor** ») d'une participation de 66 2/3% dans Creek Power Inc. (« **Creek Power** ») qui détient les droits se rapportant à 18 projets hydroélectriques potentiels (les

« Projets Creek Power ») représentant une puissance installée totale de plus de 200 MW dans le *Lower Mainland*, en Colombie-Britannique.

En contrepartie de cette acquisition, la Société a versé environ 8,2 millions de dollars. Au même moment, la Société a émis 200 000 bons de souscription d'actions ordinaires à Ledcor en contrepartie de 175 000 \$. Chaque bon de souscription donne à son détenteur le droit d'acquérir une action ordinaire de la Société à un prix d'exercice de 12,50 \$ pour une période de 24 mois suivant la clôture de l'opération. Cinq des 18 Projets Creek Power, représentant une puissance prévue totale de 196 MW, ont été soumis le 25 novembre 2008 en réponse à la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* lancée par BC Hydro. Le 11 mars 2010, BC Hydro a retenu trois de ces projets, d'une puissance estimative totalisant 113 MW, en vue de la conclusion d'un CAÉ.

La Société détient 66 2/3% de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Creek Power. Ledcor détient l'autre 33 1/3%. De plus, la Société détient 9 865 808 actions privilégiées de série 1 de Creek Power, soit toutes les actions privilégiées émises et en circulation de Creek Power. Chaque action privilégiée de série 1 donne droit à un dividende en espèces à taux fixe préférentiel et cumulatif de 12,5% par année, calculé et composé semi-annuellement, sur sa valeur de rachat, qui est de 1,00 \$ par action privilégiée de série 1.

Financement et mise en service commercial du Parc éolien Carleton : La construction du Parc éolien Carleton, qui se compose de 73 éoliennes, a débuté en octobre 2007 et s'est terminée comme prévu en novembre 2008. Le 25 novembre 2008, la Société a annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 53,4 millions de dollars pour sa participation en copropriété indivise de 38% dans le Parc éolien Carleton. Le 4 février 2009, la Société a annoncé que le Parc éolien Carleton avait reçu l'homologation dans le cadre du programme Choix environnemental lui permettant de bénéficier de l'Initiative écoENERGIE offerte par le gouvernement fédéral canadien. Ce programme prévoit un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation. Aux termes du CAÉ d'Hydro-Québec, 75 % du paiement incitatif doit être versé à Hydro-Québec. Se reporter à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations en exploitation – Parc éolien Carleton ».

Financement et mise en service commercial de la centrale Umbata Falls : La centrale Umbata Falls d'une puissance de 23 MW a été mise en service commercial en novembre 2008. Le projet a été homologué dans le cadre du programme Choix environnemental en décembre 2008 et est admissible aux bénéfices de l'Initiative écoÉNERGIE du gouvernement fédéral canadien pour le développement d'énergie renouvelable au Canada. Se reporter à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations en exploitation – Centrale Umbata Falls ».

Soumissions dans le cadre du BC Clean Call : Le 25 novembre 2008, la Société a soumis cinq des 18 projets de Creek Power en réponse à la demande de propositions *Clean Power Call*. Les cinq projets, soit le projet Hurley River, le projet Gun Creek, le projet Upper Lillooet River, le projet Boulder Creek et le projet North Creek, ont une puissance brute estimative de 195 MW. Le 17 novembre 2009, dans un rapport d'étape concernant les demandes de propositions *Clean Power Call* 2008 de BC Hydro, cette dernière a indiqué que les cinq projets hydroélectriques de la Société faisaient partie des 47 projets retenus pour examen, parmi les 68 propositions soumises en novembre 2008. Le 11 mars 2010, BC Hydro a annoncé que trois Projets potentiels hydroélectriques de la Société, totalisant 113 MW, des cinq Projets potentiels soumis dans le cadre du BC *Clean Power Call* 2008, avaient été retenus en vue de la conclusion de CAÉ. Les trois Projets potentiels retenus sont Upper Lillooet River, Boulder Creek et North Creek. Sous réserve de l'approbation de la British Columbia Utilities Commission, les CAÉ permettront à la Société d'entamer la phase de développement, notamment une consultation des intervenants, et d'obtenir les permis nécessaires. La Société prévoit mettre en service commercial le projet North Creek en 2015 et les projets Boulder Creek et Upper Lillooet River, respectivement, en 2016. La société détient une participation de 66 2/3 % dans ces trois Projets potentiels.

Exercice 2009

Financement et mise en service commercial de la Centrale Ashlu Creek : En mars 2009, un accord de contribution a été signé avec le ministère des Ressources naturelles du Canada relativement au financement futur de la centrale Ashlu Creek dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE. Si toutes les conditions de cet accord sont respectées, la centrale Ashlu Creek sera admissible à un paiement incitatif de 10 \$ par MW/h pour les dix premières années de son exploitation. La centrale Ashlu Creek a été mise en service commercial en novembre 2009. Voir « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations en exploitation – Centrale Ashlu Creek ».

Financement et mise en service commercial de la centrale Fitzsimmons : Un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 40 ans a été signé à l'égard de l'un des projets Creek Power, soit la centrale Fitzsimmons Creek, d'une puissance de 7,5 MW, avec British Columbia Hydro and Power Authority le 18 juin 2009 dans le cadre du programme d'offre permanent. Un accord de contribution a été signé avec le ministère des Ressources naturelles du Canada en juillet 2009 pour le financement futur de la centrale Fitzsimmons Creek dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE. Si toutes les conditions de cet accord sont respectées, la centrale Fitzsimmons Creek sera admissible à un paiement incitatif de 10 \$ par MW/h pour les dix premières années de son exploitation.

Le 6 novembre 2009, une entente a été signée relativement à une facilité de crédit sans recours de 24 millions de dollars, clôturant ainsi le processus de financement de la centrale Fitzsimmons Creek. Se reporter à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations en exploitation – Centrale Fitzsimmons Creek ».

Soumissions dans le cadre du programme FIT de l'Ontario : Le 30 novembre 2009, la Société a soumis cinq projets de parcs éoliens dans le cadre du Feed-In Tariff Program de la province d'Ontario. De ces projets, quatre sont des projets en propriété exclusive d'une puissance installée totale de 440 MW, et un projet d'une puissance installée de 25,3 MW (puissance nette 12,4 MW) est un projet en partenariat avec la communauté autochtone locale.

Faits nouveaux en 2010

La centrale Fitzsimmons Creek a été mise en service commercial en janvier 2010. Voir « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations en exploitation – Centrale Fitzsimmons Creek ».

Le 31 janvier 2010, la Société et le Fonds ont conclu une entente définitive visant un regroupement stratégique des deux entités aux termes duquel le Fonds acquerra la Société par voie d'une prise de contrôle inversée, donnant par le fait même effet à la conversion du Fonds en une société par actions (l'« Arrangement »). Aux termes de l'Arrangement, les porteurs de parts du Fonds (sauf la Société) échangeront leurs parts du Fonds à raison de 1,460 action de la Société pour chaque part qu'ils détiennent. Immédiatement après l'Arrangement, les actionnaires actuels de la Société détiendront environ 39 % de la Société issue de l'Arrangement. L'équipe de direction de la Société demeurera inchangée après l'Arrangement. L'Arrangement est sous réserve des conditions de clôture usuelles, notamment l'approbation des actionnaires de la Société et des porteurs de parts du Fonds et doit ensuite être approuvé par la cour. La clôture de l'arrangement est actuellement prévue le 29 mars 2010. On peut obtenir de plus amples renseignements concernant l'arrangement dans la circulaire d'information conjointe datée du 17 février 2010, laquelle est expressément intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et en fait partie intégrante, déposée sur le site Internet de SEDAR au www.sedar.com.

Il est prévu que, après la clôture de l'Arrangement, la Société procédera à une restructuration d'entreprise dans les meilleurs délais, mais au plus tard le 31 décembre 2010, aux termes de laquelle, notamment, i) Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation distribuera la totalité de son actif et transférera la totalité de son passif au Fonds et cessera d'exister conformément à la convention de fiducie d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation; ii) ensuite, le Fonds distribuera la totalité de son actif et transférera la totalité de son passif à la Société et cessera d'exister

conformément à la convention de fiducie du Fonds; et iii) Innergex Inc. et Innergex II Inc. fusionneront conformément aux dispositions de la Partie IA de la *Loi sur les compagnies* (Québec).

Le 1^{er} février 2010, M. Gilles Lefrançois, fondateur et président exécutif du conseil d'administration de la Société, a officiellement annoncé qu'il prenait sa retraite de la Société, mais continuerait d'occuper le poste de président du conseil de la Société et de siéger au conseil des fiduciaires du Fonds jusqu'à la clôture de l'arrangement. Au cours des douze prochains mois, M. Lefrançois continuera de mettre son expérience et ses connaissances au service de la Société en tant que conseiller spécial.

Le 8 mars 2010, la Société a clôturé un placement de débentures subordonnées non garanties convertibles à échéance reportable d'un capital global de 70,0 millions de dollars (les « **débentures** »). La date d'échéance initiale des débentures est le 30 avril 2010 et sera automatiquement reportée au 30 avril 2017 dès la clôture de l'Arrangement. Les débentures portent intérêt au taux annuel de 5,75 %, payable semestriellement, et sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires (les « **actions ordinaires** ») de la Société au taux de conversion de 93,8967 actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de capital des débentures, soit un prix de conversion de 10,65 \$ par action ordinaire. Le 16 mars 2010, le syndicat de preneurs fermes a exercé une option de surallocation pour souscrire 10,5 millions de dollars de capital supplémentaire, portant à 80,5 millions de dollars le produit brut total du placement.

3. 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 services publics traditionnels 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'énergie produite par des producteurs d'énergie 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 discriminatoire 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 forte croissance récente de la production d'énergie renouvelable au Canada a été stimulée 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 l'abrègement des délais 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 progrès 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 services publics traditionnels 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 annuelle). 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 un 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^{er} 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 en matière de protection 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 propositions 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'approvisionnement s'établissent ainsi : la Colombie-Britannique anticipe 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 500 MW d'énergie éolienne d'ici 2015 et une production d'énergie durable et renouvelable de 50% d'ici 2025; l'Ontario cible une puissance de production d'énergie renouvelable sous contrat additionnelle de 10% d'ici 2010 et, d'ici 2025, le double du volume d'électricité provenant de sources renouvelables, portant le total à

15 700 MW; 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 et 4 500 MW d'énergie éolienne produite d'ici 2025; la Nouvelle-Écosse vise une production d'énergie renouvelable de 25% d'ici 2015; et l'Île-du-Prince-Édouard exige une production de 500 MW d'énergie éolienne d'ici 2013 et une production d'énergie renouvelable de 30 % d'ici 2016; et le Manitoba vise une production d'énergie éolienne installée de 1 000 MW d'ici 2015.

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 dans 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 réglementation 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 Demandes de propositions auprès des fournisseurs d'énergie intéressés. La Régie de l'énergie surveille toutes les Demandes de propositions pour l'approvisionnement d'énergie au Québec. En 2003, Hydro-Québec a lancé une Demande de propositions pour l'approvisionnement de près de 1 000 MW d'énergie éolienne. En 2005, une autre Demande de propositions a été lancée pour l'approvisionnement de 2 000 MW d'énergie éolienne, et pour laquelle Hydro-Québec a reçu 66 offres pour un total combiné de 7 724 MW (la « **Demande de propositions de 2 000 MW du Québec** »). En 2008, Hydro-Québec a octroyé 15 projets aux termes de la Demande de propositions de 2 000 MW du Québec pour un total de 2 004 MW, les dates prévues de mise en service commercial s'échelonnant entre 2011 et 2015.

Le 29 octobre 2008, le gouvernement du Québec a édicté le *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones* et le *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires* (les « **Règlements relatifs aux 500 MW** »). Aux termes des Règlements relatifs aux 500 MW (en leurs versions modifiées le 18 mars 2009), Hydro-Québec a lancé une Demande de propositions visant l'acquisition de 500 MW d'énergie éolienne issue de projets autochtones et communautaires le 30 avril 2009 (la « **Demande de propositions de 500 MW du Québec** »). La Demande de propositions de 500 MW du Québec expire le 19 mai 2010

et la Société entend soumettre plusieurs projets de parcs éoliens dans le cadre de cette Demande de propositions de 500 MW du Québec.

Le 15 juillet 2009, Hydro-Québec a lancé un programme visant l'acquisition d'électricité auprès de petites centrales hydroélectriques conformément au *Règlement sur la capacité maximale de production visée dans un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques*, en sa version éditée par décrets 336-2009 et 337-2009, en date du 25 mars 2009. Ce règlement stipule que la capacité admissible maximale d'une centrale hydroélectrique d'un producteur qui participe à un programme d'achat du distributeur d'électricité doit être égale ou inférieure à 50 MW. Le programme d'Hydro-Québec vise l'acquisition d'un bloc de 150 MW provenant de projets hydroélectriques administrés par des collectivités locales, municipales et autochtones. La Demande de propositions a expiré le 16 mars 2010.

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'émissions nettes 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 de l'établissement d'un Programme d'offre standard pour les projets d'énergie propre de moins de 10 MW.

BC Hydro a lancé au printemps 2008 la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* aux termes de laquelle 68 projets ont été présentés pour un total de production énergétique annuelle de 17 000 GWh. Le 22 décembre 2008, BC Hydro a déposé auprès de la Commission des services publics de la Colombie-Britannique une mise à jour probante visant la réduction du volume cible de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* de 5 000 GWh à 3 000 GWh d'énergie ferme. Le 13 janvier 2009, BC Hydro a déposé une lettre auprès de la Commission des services publics de la Colombie-Britannique relativement au volume cible de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*. BC Hydro y indiquait qu'elle n'avait pas l'intention de limiter ses possibilités d'acquérir de l'énergie renouvelable rentable au moyen de processus concurrentiels auprès de producteurs d'énergie indépendants et que le processus d'évaluation de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* pourrait se traduire par l'octroi de CAÉ d'un volume inférieur ou supérieur à la cible initiale de 5 000 GWh par année si les CAÉ sont rentables. Le 11 février 2009, BC Hydro a indiqué qu'elle procédait à l'évaluation des propositions soumises dans le cadre de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*, conformément au calendrier.

Le 28 mai 2009, BC Hydro a indiqué qu'elle avait saisi la British Columbia Utilities Commission d'une demande de report de la date à laquelle BC Hydro doit choisir les promoteurs de projets retenus dans le cadre du *Clean Power Call* et soumettre à la British Columbia Transmission Corporation une demande de modification correspondante du service de transmission du réseau. Le 4 juin 2009, BC Hydro a indiqué qu'elle avait obtenu ce report.

Le 24 août 2009, compte tenu des récentes décisions de la Cour d'appel de la C.-B., BC Hydro a indiqué qu'elle évaluera l'état des consultations avec les Premières Nations afin d'établir si les Premières Nations ont été ou non

correctement consultées à l'égard de la proposition de vente d'électricité à BC Hydro. Étant donné l'évaluation en cours, BC Hydro a également indiqué qu'elle avait saisi la British Columbia Utilities Commission d'une demande de report de la date à laquelle BC Hydro est tenue de choisir les promoteurs de projets retenus dans le cadre du *Clean Power Call* et le report a été accordé le 20 août 2009.

Le 17 novembre 2009, BC Hydro a indiqué qu'elle allait entreprendre des discussions postérieures aux propositions avec les promoteurs de projets de 13 propositions considérées comme les plus rentables et qu'elle allait communiquer avec les promoteurs de projets des 34 autres propositions afin de leur permettre d'apporter des améliorations à leurs propositions respectives quant à la rentabilité. Les autres propositions ont été rejetées. BC Hydro entend commencer à accorder des contrats d'achat d'énergie en décembre 2009. BC Hydro a confirmé son intérêt dans les cinq projets hydroélectriques au fil de l'eau d'Innergex, soumis dans le cadre de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* 2008 de BC Hydro.

Le 6 janvier 2010, BC Hydro a indiqué qu'elle a saisi la British Columbia Utilities Commission d'une demande de report de la date limite au 31 mars 2010 afin de lui donner suffisamment de temps pour mener à terme les discussions visant à améliorer la rentabilité des propositions dans le cadre du *Clean Power Call* et l'attribution des contrats d'achat d'énergie. Le 24 décembre 2009, la British Columbia Utilities Commission a convenu de reporter la date limite du Competitive Electricity Acquisition Process au 31 mars 2010 pour le *Clean Power Call*.

Le 11 mars 2010, BC Hydro a indiqué que 19 projets avaient été retenus en vue de la conclusion d'un CAÉ et que 28 projets étaient encore à l'étude. Après la signature des CAÉ, BC Hydro les soumettra à l'examen de la British Columbia Utilities Commission.

En avril 2008, BC Hydro a également lancé le POS de BC Hydro pour encourager le développement de petits projets d'énergie propre en Colombie-Britannique. Le POS de BC Hydro vise l'achat d'énergie issue de petits projets dont la capacité nominale est de plus de 0,05 MW mais pas plus de 10 MW.

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 qui ont transformé 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, en imposant des plafonds aux produits d'exploitation annuels à l'égard des centrales de charbon et des plus petites centrales hydroélectriques d'OPG. 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) de sources de production d'énergie renouvelable 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 d'énergie 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 Demandes de propositions gérées 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.

Le 27 août 2007, le ministre de l'énergie et de l'infrastructure de l'Ontario a émis une directive ministérielle à l'OÉO visant l'approvisionnement de 2 000 MW d'énergie renouvelable issu de projets de plus de 10 MW, y compris des parcs éoliens. Il est prévu que l'OÉO fournisse les 2 000 MW d'énergie renouvelable en plusieurs phases. En 2008, l'OÉO a lancé la Demande de propositions RES III pour l'approvisionnement de 500 MW d'énergie (du 2 000 MW).

Depuis, le gouvernement de l'Ontario a indiqué que la province doit viser des cibles encore plus ambitieuses en matière d'énergie renouvelable. Par conséquent, le 23 février 2009, le ministre de l'énergie et de l'infrastructure de l'Ontario a déposé la *Loi sur l'énergie verte* (la « **LEV** ») afin de soutenir et de faciliter la mise en place d'installations d'énergie renouvelable en Ontario, y compris des parcs éoliens. Il est prévu que les règlements et les directives associés à la LEV seront définis en 2009 et que des cibles nouvelles et plus ambitieuses seront fixées en matière d'approvisionnement en énergie renouvelable.

En septembre 2009, la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et visant à développer une économie verte* habilitait le Programme de tarifs de rachat garantis (le « **Programme FIT** »). Le Programme FIT est un programme de tarification garantie pour la production d'électricité renouvelable. Le Programme FIT est subdivisé en deux volets, soit le FIT (projets de production de plus de 10 KW d'électricité) et le micro-FIT (projets de production de 10 KW ou moins d'électricité). Les projets hydroélectriques ne doivent pas dépasser 50 MW par projet pour être admissibles au Programme FIT. Les projets de communautés autochtones ou communautaires sont admissibles pour un prix majoré sur le prix de l'énergie en fonction du pourcentage de la participation du groupe autochtone ou communautaire. Le 30 novembre 2009, la Société a soumis plusieurs projets de parcs éoliens dans le cadre du Programme FIT.

Processus de production de l'énergie hydroélectrique

Les centrales de production électriques au fil de l'eau, à la différence des installations hydroélectriques classiques, ne nécessitent pas l'inondation de grandes étendues. L'énergie hydroélectrique est produite par l'exploitation de la force créée par la chute de l'eau. Le dénivelé entre le bassin d'amont et le canal de fuite est appelé « hauteur de chute » ou « chute d'actionnement ». L'énergie de l'eau en mouvement est finalement convertie en énergie électrique. L'eau passe par une prise d'eau puis par une conduite d'amenée (appelée « conduite forcée ») reliée à une turbine qui est en fait une roue à aubes. L'eau fait tourner la turbine et l'énergie hydraulique est ainsi convertie en énergie mécanique qui est ensuite convertie en électricité par la génératrice. L'électricité passe ensuite par un transformateur où ses caractéristiques sont réglées de sorte qu'elle puisse être acheminée dans le réseau de transport. Après être passée par la turbine, l'eau sort de la centrale par le tube d'aspiration et le canal de fuite où elle rejoint le courant principal de la rivière.

Il existe trois principaux types de turbines hydrauliques :

- Kaplan : généralement utilisée lorsque la hauteur de chute d'actionnement (l'écart d'élévation entre le niveau de la prise d'eau et le niveau du canal de fuite) est faible, soit de quelques mètres à 30 mètres.
- Francis : généralement utilisée lorsque la hauteur de chute est moyenne, soit environ de 30 mètres à 200 mètres.
- Pelton : généralement utilisée lorsque la hauteur de chute est très élevée, habituellement au-delà de 200 mètres.

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 ont peu 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 par une seule personne à partir d'un centre de contrôle. Compte tenu de ces facteurs et du faible entretien nécessaire et de la fiabilité de l'équipement hydroélectrique, les frais d'exploitation des centrales hydroélectriques sont comparativement faibles et prévisibles par rapport à d'autres types de technologies de production d'électricité.

Production écologique

La production d'hydroélectricité ne génère 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. La production d'hydroélectricité ne crée aucune des formes de pollution thermique, chimique, radioactive, aquatique et atmosphérique provenant des centrales à combustible fossile et centrales nucléaires. 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.

Processus de production de l'énergie éolienne

L'électricité produite à partir de l'énergie éolienne devient une source de plus en plus importante d'énergie à l'échelle mondiale, y compris en Amérique du Nord. Comme la production d'énergie hydroélectrique, la production d'énergie éolienne n'est pas soumise à la volatilité des prix des combustibles et ne génère aucun gaz à effet de serre ni autres émissions. Les éoliennes ne produisent de l'électricité que lorsque le vent souffle à des vitesses dans une certaine fourchette.

L'énergie est produite au moyen de la pression exercée par le vent sur les pales de l'hélice d'une éolienne, qui active ensuite une génératrice. Les éoliennes sont munies d'un système de contrôle qui optimise la production d'électricité et permet de la maintenir dans des conditions climatiques défavorables.

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 parcs 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 parcs éoliens. Par conséquent, les frais d'exploitation d'un parc éolien sont peu élevés 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 installations électriques comme les installations hydroélectriques, au gaz naturel, nucléaires ou au charbon, qui, pour les installations 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% bien que les manufacturiers garantissent généralement au plus 96%.

Production écologique

Les parcs éoliens ne produisent pas d'émissions de gaz à effet de serre ni ne contribuent aux pluies acides, deux types d'émissions qui ont d'importants effets nuisibles sur l'environnement. La production d'énergie éolienne n'occasionne pas de pollution thermique, chimique, radioactive, aquatique et atmosphérique liées à la production d'énergie avec du combustible fossile et nucléaire.

Utilisation restreinte des terrains

Les parcs 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.

Facteurs ayant une incidence sur la production d'énergie renouvelable

Les projets d'énergie renouvelable comme les parcs éoliens et les centrales hydroélectriques au fil de l'eau sont tributaires de ressources « combustibles » qui sont variables de par leur nature même. Par conséquent, le niveau de production varie également de jour en jour. Cependant, des levés historiques à long terme pour l'énergie hydroélectrique et des mesures propres à chaque site pour l'énergie hydroélectrique et éolienne permettent d'établir une « moyenne » mensuelle ou annuelle estimative de l'hydrologie ou de la vitesse des vents ainsi que de la production d'énergie grâce à l'analyse statistique. La production annuelle prévue d'une turbine est calculée comme suit :

$$\text{Production annuelle (MWh)} = \text{puissance de la turbine (MW)} \times \text{nombre d'heures d'une année (h)} \times \text{facteur d'utilisation (\%)}$$

La « puissance de la turbine », mesurée en mégawatts, est un indice de la capacité de production d'énergie d'une turbine. La puissance de la turbine multipliée par le nombre d'heures d'une année (8 760 heures) donne la production annuelle maximale théorique d'une turbine mesurée en MWh. Les éoliennes terrestres actuelles construites à des fins commerciales sont dotées d'une capacité variant de moins d'un MW à plus de trois MW. Les hydroturbines sont généralement conçues sur mesure en fonction des caractéristiques du site.

Puisque le fonctionnement d'une turbine dépend de la vitesse du vent et du débit d'eau, une turbine ne fonctionne pas toutes les heures de l'année. Le « facteur d'utilisation » mesure la productivité d'une source électrogène. Il est défini comme le pourcentage d'électricité qu'une source productrice d'électricité devrait produire comparativement à la production maximale théorique au cours d'une période donnée. Par exemple, un site d'une production maximale théorique de 100 MWh par année qui ne produit réellement en moyenne que 30 MWh par année a un facteur d'utilisation de 30%. De nombreux facteurs empêchent une turbine fonctionnant à l'énergie éolienne ou hydroélectrique de fonctionner à sa capacité maximale théorique, le principal facteur est la vitesse moyenne des vents et le débit d'eau.

Par conséquent, une turbine fonctionnera pendant de longues périodes à des puissances de sortie inférieures à la puissance nominale. D'autres facteurs peuvent également influencer sur le facteur d'utilisation mais ils sont généralement beaucoup moins importants. Par exemple, l'entretien annuel courrant réduira le nombre d'heures pendant lesquelles le matériel peut être utilisé à des fins de production. Par ailleurs, la défaillance du matériel entraîne couramment des arrêts imprévus de la production.

En général, les projets éoliens ont des facteurs d'utilisation variant de 25% à 40% en fonction des divers facteurs propres aux sites et les projets hydroélectriques ont des facteurs d'utilisation variant de 40% à 70%.

4. DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ

Vue d'ensemble – Information sectorielle

La Société a trois secteurs isolables : i) la production d'énergie hydroélectrique, ii) la production d'énergie éolienne et iii) l'aménagement et la gestion de sites. Par l'entremise de ses secteurs de production d'énergie hydroélectrique et éolienne, la Société vend l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques et ses parcs éoliens en opération à

des entités publiques. Par l'entremise de son secteur d'aménagement et de gestion de sites, la Société développe des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens jusqu'au stade opérationnel et les gère par la suite.

Les activités de production d'énergie hydroélectrique de la Société ont dégagé des produits d'exploitation de 9 463 574 \$ pour l'exercice 2009 et de 3 594 469 \$ pour l'exercice 2008, soit respectivement 36,91 % et 61,27% du total des produits d'exploitation générés par la Société. Les activités de production d'énergie éolienne de la Société ont dégagé des produits d'exploitation de 10 491 707 \$ pour l'exercice 2009 et de 1 336 989 \$ pour l'exercice 2008, soit respectivement 40,92 % et 22,79% du total des produits d'exploitation générés par la Société. Les produits d'exploitation tirés des activités d'aménagement et de gestion de sites se sont établis à 5 685 770 \$ pour l'exercice 2009 et à 935 077 \$ pour l'exercice 2008, soit respectivement 22,17 % et 15,94% du total des produits d'exploitation générés par 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 installations qui ont été mises en service commercial (les « **Installations en exploitation** »); ii) les projets pour lesquels des CAÉ ont été obtenus ou qui sont admissibles au POS de BC Hydro et qui sont en construction ou pour lesquels des dates de mise en service commercial sont prévues (les « **Projets en développement** ») et iii) les projets pour lesquels certains droits d'utilisation des terrains ont été obtenus, pour lesquels une demande de permis d'investigation a été présentée ou pour lesquels une proposition a été soumise aux termes d'une Demande de propositions (les « **Projets potentiels** »). Le portefeuille de projets de la Société se compose de cinq Installations en exploitation, quatre Projets en développement et d'un certain nombre de Projets potentiels, dont trois ont été retenus par BC Hydro le 11 mars 2010 pour la conclusion d'un CAÉ.

Les participations de la Société dans les cinq Installations en exploitation se composent d'une participation à 100% dans la Centrale Glen Miller, et dans la centrale Ashlu Creek, d'une participation de 66 ⅔ % dans la centrale Fitzsimmons Creek, d'une participation de 49% dans la Centrale Umbata Falls et d'une participation en copropriété indivise de 38% dans le Parc éolien Carleton.

La Société détient également des participations dans 12 autres Installations en exploitation par l'intermédiaire de sa participation d'environ 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 et les Projets potentiels au fur et à mesure qu'ils deviennent opérationnels.

La puissance prévue de la Société, pondérée en fonction de ses participations, représente 127,6 MW de la puissance de 319,9 MW de ses Projets en développement et plus de 1 600 MW de la puissance de plus de 1 800 MW de ses Projets potentiels. Les trois Projets potentiels qui ont été retenus par BC Hydro pour la conclusion d'un CAÉ, représentant 75,3 MW sur une puissance installée estimative totale de 113 MW, sont Upper Lillooet River, Boulder Creek et North Creek.

La Société collabore souvent avec un partenaire stratégique lorsqu'elle soumet des projets en réponse à une Demande de propositions. Dans un tel cas, la Société et le partenaire stratégique partagent généralement la propriété de ces projets. Les partenaires actuels sont TransCanada (copropriétaires indivis de 62% des Projets éoliens Cartier), la Bande indienne de Kanaka Bar (propriétaire de 50% du Projet Kwoiek Creek), les Ojibways de la Première nation de Pic River (propriétaires de 51% de la Centrale Umbata Falls) et Ledcor (propriétaire de 33 ⅓ % des Projets Creek Power).

Le tableau ci-après donne un résumé des Installations en exploitation, des Projets en développement et des Projets potentiels dans lesquels la Société détient des participations.

Installations en exploitation

<u>Province</u>	<u>Type</u>	<u>Installation</u>	<u>Puissance brute (MW)</u>	<u>Participations ¹⁾</u>	<u>Acheteur d'électricité</u>	<u>Production moyenne à long terme estimative (MWh)</u>	<u>Durée restante du CAÉ ²⁾ (années)</u>
Participation directe							
Ontario.....	Hydro	Glen Miller	8,0	100%	OÉO	41 500	16
Ontario.....	Hydro	Umbata Falls	23,0	49%	OÉO	109 102	19
Québec.....	Éolien	Carleton	109,5	38%	Hydro-Québec	340 523	19
C.-B.	Hydro	Ashlu Creek	49,9	100 %	BC Hydro	265 000	30
C.-B.	Hydro	Fitzsimmons Creek	<u>7,5</u>	66 ⅔ %	BC Hydro	<u>33 000</u>	40
Sous-total			197,9			789 125	
Participation indirecte							
Québec.....	Hydro	Saint-Paulin	8,0	16,1%	Hydro-Québec	41 082	5
Québec.....	Hydro	Portneuf - 1	8,0	16,1%	Hydro-Québec	40 822	11
Québec.....	Hydro	Portneuf - 2	9,9	16,1%	Hydro-Québec	68 496	11
Québec.....	Hydro	Portneuf - 3	8,0	16,1%	Hydro-Québec	42 379	11
Québec.....	Hydro	Chaudière	24,0	16,1%	Hydro-Québec	116 651	9
Québec.....	Hydro	Montmagny	2,1	16,1%	Hydro-Québec	8 000	10
Québec.....	Hydro	Windsor	5,5	16,1%	Hydro-Québec	31 000	6
Québec.....	Éolien	Baie-des-Sables	109,5	6,12%	Hydro-Québec	298 317	17
Québec.....	Éolien	Anse-à-Valleau	100,5	6,12%	Hydro-Québec	298 000	18
Ontario.....	Hydro	Batawa	5,0	16,1%	OÉO	32 938	20
C.-B.	Hydro	Rutherford Creek	49,9	16,1%	BC Hydro	180 000	14
Idaho	Hydro	Horseshoe Bend	<u>9,5</u>	16,1%	Idaho Power	<u>46 800</u>	20
Sous-total.....			339,9			1 204 485	
Total.....			537,8			1 993 610	

- 1) La Société contrôle, seule ou avec d'autres, la Centrale Glen Miller, la Centrale Umbata Falls, la centrale Ashlu Creek, la centrale Fitzsimmons Creek et le Parc éolien Carleton. La Société a une participation directe de 16,1% dans le Fonds, lequel détient des participations dans les 12 autres Installations en exploitation.
- 2) Pour la plupart des Installations 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 installations d'Umbata Falls, Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau, Rutherford Creek, Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek et Horseshoe Bend 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 d'une année.

Projets en développement

<u>Province</u>	<u>Type</u>	<u>Installation</u>	<u>Puissance prévue (MW)</u>	<u>Participation</u>	<u>Coûts de construction directs (en M\$)</u>	<u>Acheteur d'électricité</u>	<u>Production moyenne à long terme estimative (MWh)</u>	<u>Date prévue de mise en service commercial</u>	<u>Durée du CAÉ ⁽¹⁾ (années)</u>
C.-B.	Hydro	Kwoiek Creek	49,9	50%	152,1	BC Hydro	215 000	2012	40
Québec.....	Éolien	Montagne Sèche	58,5	38%	103,0	Hydro-Québec	182 743	2011	20
Québec.....	Éolien	Gros Morne, phase I	100,5	38%	169,8	Hydro-Québec	312 535	2011	21
Québec.....	Éolien	Gros Morne, phase II	111,0	38%	178,7	Hydro-Québec	345 188	2012	20
Total.....			319,9		603,6		1 055 466		

- 1) Les CAÉ relatifs aux Projets en développement ne contiennent aucune disposition concernant leur renouvellement. Au moment de leur expiration, la direction explorera les possibilités de renouveler ces CAÉ.

Projets potentiels

<u>Province</u>	<u>Type</u>	<u>Installation</u>	<u>Puissance prévue (MW)</u>	<u>Participation</u>	<u>Acheteur d'électricité prévu</u>
Québec.....	Éolien	Roussillon	108	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Kamouraska	124,5	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Saint-Constant	70	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Club des Hauteurs	195,5	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Haute-Côte-Nord Est	170	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Haute-Côte-Nord Ouest	168	100%	Hydro-Québec
Québec.....	Éolien	Divers projets communautaires	100	50% à 70 %	Hydro-Québec
Ontario.....	Éolien	Projets du programme FIT	215	49 % à 100 %	Ontario Power Authority
C.-B.	Éolien	Divers projets	475	100%	BC Hydro
C.-B.	Hydro	Kaipit	9,9	100%	BC Hydro
C.-B.	Hydro	Kokish	9,9	100%	BC Hydro
Québec.....	Hydro	Kipawa	42	48%	Hydro-Québec
C.-B.	Hydro	Hurley River	46	66 2/3%	BC Hydro
C.-B.	Hydro	Upper Lillooet River	74	66 2/3%	BC Hydro
C.-B.	Hydro	Gun Creek	36	66 2/3%	BC Hydro
C.-B.	Hydro	Boulder Creek	23	66 2/3%	BC Hydro
C.-B.	Hydro	North Creek	16	66 2/3%	BC Hydro
C.-B.	Hydro	Divers autres Projets Creek Power	50	66 2/3%	BC Hydro
Total.....			1 932,8		

Installations en exploitation

La Centrale Glen Miller, la Centrale Umbata Falls, la centrale Ashlu Creek, la centrale Fitzsimmons Creek et le Parc éolien Carleton sont les Installations en exploitation détenues directement par la Société. La Société a un intérêt économique dans les 12 autres Installations en exploitation détenues dans son portefeuille par l'entremise de sa propriété d'environ 16,1% des parts en circulation du Fonds. La totalité des installations du Fonds sont exploités 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 achevée 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 41 606 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 de la Centrale Glen Miller est financé principalement au moyen d'une facilité de crédit à la construction de 17 millions de dollars ultérieurement convertie en un prêt à terme consenti par une institution financière canadienne. La facilité de crédit est garantie par la totalité des actifs de la Centrale Glen Miller ainsi que par le nantissement de tous les titres de participation 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 2035 et comportant une option de prolongation de 15 ans en faveur de Glen Miller LP, les termes et conditions de cette prolongation doivent être convenus par les parties. Le bail prévoit un paiement initial de 2,5 millions de dollars, lequel a été réglé 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 détient toujours le titre relatif au lit de la rivière depuis le 19^e 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 contrôleraient 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^{er} 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 la Centrale 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^{er} janvier de chaque année, une tranche égale à 15% du prix de l'électricité achetée aux termes du CAÉ de la Centrale Glen Miller est indexée en fonction du pourcentage d'augmentation ou de diminution de l'IPC depuis le 1^{er} janvier de l'année précédente. Le prix moyen de l'électricité livrée en 2009 à l'OÉO aux termes du CAÉ de la Centrale Glen Miller s'est établi à 67,12 \$ le MWh, comparativement à 67,47 \$ le MWh en 2008.

Centrale Umbata Falls (participation de 49%)

La Centrale Umbata Falls est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée 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 de la Centrale Umbata Falls a commencé en juin 2006 et a été achevée conformément au budget. Elle a été mise en service commercial le 12 novembre 2008. L'équipement de production se compose 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 de la Centrale Umbata Falls. Le commandité d'Umbata Falls LP est Begetekong Power Corporation (« **Begetekong** »), dont 49% du capital 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 et Umbata Falls LP en date du 31 décembre 2006, la Société a convenu de fournir des services de gestion relativement à la Centrale Umbata Falls, notamment des services administratifs, de construction, d'exploitation, d'entretien et autres services connexes.

Le coût de construction de la Centrale Umbata Falls a été financé au moyen i) d'une facilité de crédit à la construction sans recours de 51 millions de dollars consentie par une institution financière canadienne reconnue, d'une durée de cinq ans 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 d'Umbata Falls LP ainsi que le nantissement de tous les titres et parts dans Umbata Falls LP et Begetekong.

Conformément à un permis délivré par le ministère de l'Environnement aux termes de la *Loi sur les ressources en eaux de l'Ontario*, la Centrale Umbata Falls est autorisée 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 qu'il sera renouvelé à échéance. La Société a obtenu toutes les approbations réglementaires importantes pour l'exploitation de la Centrale Umbata Falls.

La Centrale Umbata Falls est située sur des terres publiques à l'égard desquelles un bail de la Couronne daté du 5 juin 2007 a été accordé en faveur de Begetekong, le commandité d'Umbata Falls LP. Le bail 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 pendant l'exercice en cours et devrait comporter une durée initiale de 30 ans renouvelable pour des durées supplémentaires de 10 ans. Umbata Falls LP détient également un permis de production d'électricité se rapportant à la Centrale Umbata Falls émis par la CÉO et valide jusqu'au 8 septembre 2025.

La Centrale Umbata Falls a un CAÉ avec l'OÉO 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 la mise en service commercial, qui a été fixée au 12 novembre 2008. Le CAÉ de la Centrale Umbata Falls est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Le prix de l'électricité générée par la Centrale Umbata Falls établi au moment de la signature du CAÉ était légèrement supérieur à 73 \$ le MWh. Le 1^{er} janvier de chaque année pendant la durée du CAÉ de la Centrale 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^{er} janvier de l'année précédente. Le prix moyen de l'électricité livrée à l'OÉO aux termes du CAÉ de la Centrale Umbata Falls s'est établi à 83,51 \$ le MWh pour la période comprise entre le 12 novembre et le 31 décembre 2008, incluant les paiements reçus en vertu de l'Initiative écoÉNERGIE et, au cours de 2009, le prix moyen de l'électricité livrée à l'OÉO s'est établi à 83,40 \$.

La Centrale Umbata Falls a obtenu l'homologation Ecologo et bénéficie de 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 ».

Centrale Ashlu Creek (propriété exclusive)

La centrale Ashlu Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau 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 de la centrale Ashlu Creek a débuté en août 2006 et la centrale a été mise en service commercial en novembre 2009. L'équipement de production de la centrale Ashlu Creek se compose 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 de la centrale Ashlu Creek. Ashlu Creek LP a deux commandités, soit 675729 British Columbia Ltd. et 888645 Alberta Ltd., détenues en propriété exclusive indirecte par la Société.

Le coût de construction de la centrale Ashlu Creek a été principalement financé au moyen i) d'une facilité de crédit à la construction sans recours d'un capital maximum de 110 millions de dollars consentie par un consortium d'institutions financières reconnues 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 de la centrale Ashlu Creek et par le nantissement des parts et titres détenus dans Ashlu Creek LP et ses commandités.

La centrale Ashlu Creek est autorisée à détourner et à utiliser jusqu'à concurrence de 29 mètres cubes d'eau par seconde conformément à un permis d'utilisation de l'eau délivré le 10 juillet 2006 en vertu du *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. La centrale Ashlu Creek est située principalement sur des terres publiques visées par un permis d'occupation délivré aux termes du *Land Act* (Colombie-Britannique). Le permis est en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2005 pour une période de cinq ans devant expirer le 31 décembre 2009. L'Integrated Land Management Bureau est à étudier la délivrance d'un bail d'occupation à long terme et l'établissement de servitudes prévues par la législation en remplacement du permis d'occupation. Il est prévu que les concessions foncières de la Couronne auront des modalités semblables à celles du CAÉ. Une partie de la ligne de transport est située sur des terres privées appartenant à la Première nation Squamish. Une entente a été conclue avec le propriétaire des terres en vue d'une occupation à long terme et une servitude d'utilité privée sera enregistrée auprès du bureau d'enregistrement des titres fonciers au même moment où les concessions foncières à long terme seront obtenues de l'Integrated Land Management Bureau.

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

La centrale 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 29 novembre 2009, sous réserve des dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Le prix de base de l'électricité achetée de la centrale 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^{er} janvier 2005 et à chaque 1^{er} janvier par la suite pendant la durée du CAÉ de la centrale Ashlu Creek. Le prix de base de l'électricité que BC Hydro doit payer aux termes du CAÉ de la centrale Ashlu Creek du 1^{er} janvier au 31 décembre 2010 est de 59,808 \$ par MWh.

Un accord de contribution a été signé avec le ministère des Ressources naturelles du Canada concernant le financement futur de la centrale Ashlu Creek dans le cadre de l'Initiative écoÉNERGIE. Si toutes les conditions de cet accord sont respectées, la centrale Ashlu Creek bénéficiera d'un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pendant ses dix premières années d'exploitation.

Centrale Fitzsimmons Creek (participation de 66 ⅔%)

La centrale Fitzsimmons Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 7,5 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé de 33 000 MWh. Elle est située à Fitzsimmons Creek entre les montagnes Whistler et Blackcomb dans la municipalité touristique de Whistler, en Colombie-Britannique. Les travaux de construction ont débuté en juillet 2008 et la centrale a été mise en service commercial en janvier 2010. L'équipement de production de la centrale Fitzsimmons Creek est une turbine de type « Pelton ». La ligne de transport enfouie de 25 Kv est longue de 450 mètres environ et est reliée à une ligne existante de BC Hydro.

La centrale Fitzsimmons Creek appartient à Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership (« **Fitzsimmons LP** »). Le commandité de Fitzsimmons LP est Fitzsimmons Creek Investments Ltd., détenue en propriété exclusive par une filiale de la Société. Le commanditaire de Fitzsimmons LP est Creek Power, dont la Société est propriétaire de 66 ⅔%, et Ledcor est propriétaire de la tranche restante de 33 ⅓%. Se reporter à la rubrique « Développement général de l'activité - Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices - Acquisition des droits se rapportant à 18 projets hydroélectriques en Colombie-Britannique ».

Les coûts de construction de la centrale Fitzsimmons Creek sont financés principalement par i) une facilité de crédit à la construction sans recours d'un capital de 24,0 millions de dollars consentie par un consortium d'institutions financières et ii) les flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre. La facilité de crédit est garantie par la centrale Fitzsimmons Creek et le nantissement de titres de participation dans Fitzsimmons LP et ses commandités.

La centrale Fitzsimmons Creek est autorisée à détourner et à utiliser jusqu'à concurrence de 4,0 mètres cubes d'eau par seconde provenant de Fitzsimmons Creek, conformément à un permis d'utilisation de l'eau délivré le 11 avril 2008 en vertu du *Water Act* (Colombie-Britannique). Le permis d'utilisation de l'eau a été délivré pour une période de 40 ans devant expirer le 10 avril 2048. La centrale Fitzsimmons Creek est située sur des terres publiques visées par un permis d'occupation délivré aux termes du *Land Act* (Colombie-Britannique). Le permis est en vigueur depuis le 14 avril 2008 pour une période de dix ans et doit expirer le 13 avril 2018. Ce permis d'occupation sera remplacé par un bail enregistré à long terme pour la centrale et des servitudes prévues par la législation pour la ligne de transmission, la conduite forcée et la prise d'eau. Il est prévu que ces concessions foncières de la Couronne auront une durée semblable à celle du CAÉ.

La Bande indienne Mount Currie et la Bande indienne Squamish (les « **Nations** ») ont droit à des redevances établies en fonction des produits d'exploitation tirés de la centrale Fitzsimmons Creek à partir de la date de mise en service commercial. Les Nations sont également autorisées à recevoir une tranche additionnelle des produits d'exploitation bruts excédant un seuil annuel de produits bruts indiqué dans la convention.

La centrale Fitzsimmons Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite devant expirer 40 ans après le 26 janvier 2010, sous réserve des dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Le prix de base de l'électricité achetée à la centrale Fitzsimmons Creek est de 84,85 \$ 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^{er} janvier 2009 et à chaque 1^{er} janvier par la suite pendant la durée du CAÉ de la centrale Fitzsimmons Creek. Le prix de base de l'électricité que BC Hydro doit payer aux termes du CAÉ de la centrale Fitzsimmons Creek du 1^{er} janvier au 31 décembre 2010 est de 85,04 \$ par MWh.

Un accord de contribution a été signé avec le ministère des Ressources naturelles du Canada concernant le financement futur de la centrale Fitzsimmons Creek dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE. Si toutes les conditions de cet accord sont respectées, la centrale Fitzsimmons bénéficiera d'un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pendant ses dix premières années d'exploitation.

Parc éolien Carleton (participation de 38%)

Le Parc éolien Carleton est situé 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 de 109,5 MW et un rendement énergétique annuel estimé de 340 523 MWh. La Société détient une participation en copropriété indivise de 38% dans le Parc éolien Carleton. Un complément d'information sur la relation avec le copropriétaire figure à la rubrique « Projets en développement - Projets éoliens - Projets éoliens Cartier ».

La construction du Parc éolien Carleton a été réalisée conformément au budget et à l'échéancier et l'exploitation commerciale a débuté en novembre 2008. L'équipement de production se compose 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, produisent de l'énergie lorsque les vents sont de 3,5 à 25 mètres par seconde. Chaque éolienne comprend un rotor à trois pales de 77 mètres de diamètre. Les éoliennes bénéficient d'une garantie de deux ans et la Société a choisi d'acheter une période de garantie prolongée de trois ans pour les éoliennes. Pendant cette période, GE a garanti que la disponibilité annuelle moyenne totale des éoliennes sera d'au moins 96%. Le Parc éolien Carleton est 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 environ 10 km qu'a construite Hydro-Québec.

La part de la Société dans la construction du Parc éolien Carleton s'est élevée à 69,4 millions de dollars environ. La Société a financé sa part des coûts du Parc éolien Carleton au moyen d'un prêt à terme sans recours de 50,9 millions de dollars venant à échéance en 2013 et garanti par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien Carleton. Ce prêt est amorti sur une période d'amortissement de 18,5 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge de crédit applicable. Dans le cadre du projet Carleton, les prêteurs ont également convenu de consentir deux prêts à court terme : i) le prêt relatif au poste d'Hydro-Québec de 7,3 millions de dollars et ii) le prêt relatif à la TPS/TVP de 5,5 millions de dollars. Les deux prêts ont été remboursés au cours du premier trimestre de 2009.

Le Parc éolien Carleton est entièrement situé sur des terres publiques d'une superficie totale d'environ 4 445 hectares. Des baux ont été accordés par le MRNF aux Propriétaires Cartier (tel que défini ci-après) en vue de l'installation des éoliennes sur le territoire du Parc éolien Carleton. Les redevances payables au gouvernement du Québec aux termes de ces baux sont déterminées en fonction des taux établis aux termes de la réglementation applicable.

La Société détient une participation de 50% dans Cartier énergie éolienne (CAR) Inc., le gestionnaire du Parc éolien 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 Parc éolien 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 Parc éolien 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 Parc éolien 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 verse un montant de 30 377 \$ par année devant être indexé conformément aux clauses d'indexation du CAÉ du Parc éolien Carleton.

Le Parc éolien Carleton a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite, lequel expire 20 ans après le 22 novembre 2008 et est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Aux termes du CAÉ du Parc éolien Carleton, les Propriétaires 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 Parc éolien Carleton, se base, jusqu'à une certaine quantité, sur le prix au 1^{er} janvier 2004, soit 73,32 \$ par MWh, et une partie de celui-ci doit être rajustée annuellement conformément au taux d'inflation de l'IPC et à d'autres facteurs qui y sont précisés. Le prix moyen de l'électricité livrée à Hydro-Québec aux termes du CAÉ du Parc éolien Carleton s'est établi à 80,37 \$ le MWh pendant la période comprise entre le 22 novembre 2008 et le 31 décembre 2008, incluant les paiements reçus dans le cadre de l'Initiative écoÉNERGIE. Au cours de 2009, le prix moyen de l'électricité livrée à Hydro-Québec s'est établi à 80,59 \$.

Le Parc éolien Carleton a obtenu la certification Éco-Logo et bénéficie de l'Initiative écoÉNERGIE, laquelle offre un paiement incitatif de 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'opération (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 Parc éolien Carleton, Hydro-Québec est autorisée à recevoir 75% des paiements incitatifs totaux que le Parc éolien Carleton obtient aux termes de l'Initiative écoÉNERGIE ou de tout programme semblable.

Projets en développement

Projets hydroélectriques

Projet Kwoiek Creek (participation de 50%)

Le Projet Kwoiek Creek est une centrale hydroélectrique proposée au fil de l'eau d'une puissance installée de 49,9 MW et d'un rendement énergétique annuel estimé 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 2010 tandis que la mise en service commercial devrait débuter en 2012. L'équipement de production, qui sera alimenté par une conduite forcée de 7,2 km, devrait se composer de quatre turbines à axe horizontal à trois injecteurs « Pelton », chacune d'un débit prévu maximum de 3,375 mètres cubes par seconde, d'une hauteur de chute nette de 491 mètres et d'une puissance nominale de 12,475 MW. Le Projet Kwoiek Creek comprendra une ligne de transport de 138 kV sur 70 kilomètres partant du poste de raccordement du projet jusqu'au poste de raccordement Highland Valley à l'extrémité nord du lac Mamit.

Le Projet Kwoiek Creek est détenu par Kwoiek Creek Resources LP, dont le commandité est Kwoiek Creek Resources 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 de Kwoiek Creek Resources LP 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 financé au moyen i) d'un financement de projet sans recours envisagé de 128 millions de dollars qui peut être converti en un financement à long terme et ii) des sommes tirées du produit des débentures et des flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Kwoiek Creek Resources 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 ces terrains à Kwoiek Creek Resources Inc. et d'un sous-bail de Kwoiek Creek Resources Inc. à Kwoiek Creek Resources LP. Un référendum a été tenu par la Bande indienne de Kanaka Bar le 1^{er} février 2009 pour déterminer si une partie des terrains de la réserve indienne Whyeek pouvait être désignée aux fins du Projet Kwoiek Creek. Ce référendum a été favorable et la Société prévoit que le bail et le sous-bail seront accordés pour une période minimum de 40 ans.

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 la date de mise en service commercial du Projet Kwoiek Creek et d'une redevance majorée pour les 20 années suivantes. Quarante ans après la date de mise en service commercial de la centrale, Kwoiek Creek Resources Inc. sera autorisée à acheter la participation de la Société dans Kwoiek Creek Resources 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 sera produite par le Projet Kwoiek Creek devant expirer 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale et assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si la mise en service commercial du Projet Kwoiek Creek, tel qu'il est prévu dans le CAÉ, n'a pas débuté en date du 5 mai 2011, sous réserve de toute prolongation pour force majeure prévue dans le CAÉ. BC Hydro sera saisie d'une demande de prolongation du délai étant donné que la mise en service commercial est prévue pour 2012. La Société s'attend à ce que cette prolongation soit accordée puisque le prix de vente du CAÉ est inférieur au prix auquel BC Hydro a attribué ses derniers 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^{er} janvier 2006 et chaque 1^{er} janvier par la suite pendant la durée du CAÉ du Projet Kwoiek Creek.

Le 12 mars 2009, l'avancement du projet Kwoiek Creek a fait un bond considérable lorsque la province de la Colombie-Britannique (la « C.-B. ») lui a délivré son certificat d'évaluation environnementale (« **évaluation environnementale** »). Le rapport de l'Environmental Assessment Office de la C.-B. concluait que le projet n'est pas susceptible d'avoir des effets défavorables importants, d'après les mesures d'atténuation et engagements inclus en tant que conditions dans le certificat d'évaluation environnementale, et est susceptible d'entraîner d'importantes retombées économiques aux niveaux local et régional.

Le 21 septembre 2009, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et l'Environmental Assessment Office de la C.-B. ont publié le rapport d'examen préalable à l'égard du projet Kwoiek Creek. Le rapport confirmait que le projet Kwoiek Creek n'est pas susceptible d'avoir des effets environnementaux défavorables importants.

Projets éoliens

Projets éoliens 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 Parc éolien Carleton de 109,5 MW décrit ci-dessus, ii) le Projet Montagne-Sèche de 58,5 MW, iii) le Projet Gros Morne, phase I de 100,5 MW et iv) le Projet Gros Morne, phase II de 111 MW. De plus, à la suite de l'Aliénation des parcs éoliens, le Fonds a acquis d'Innergex II sa participation de 38% des droits de copropriété indivise dans le Parc éolien Baie-des-Sables et le Parc éolien Anse-à-Valleau (collectivement avec le Parc éolien Carleton, le Projet Montagne-Sèche, le Projet Gros Morne, phase I et le Projet Gros Morne, phase II, les « **Projets éoliens Cartier** »). Se reporter à la rubrique « Développement général de l'activité - Historique de l'entreprise sur les trois derniers exercices – Acquisition d'une participation dans le Fonds ».

La Société et TransCanada détiennent chacune, à titre de copropriétaire indivis, leurs participations respectives dans les Projets éoliens Cartier par l'entremise de sociétés en commandite à but unique (chacun, avec les propriétaires, un « **Propriétaire Cartier** »). Pour chaque Projet éolien Cartier, le Propriétaire 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 l'entretien du projet.

Propriétaires Cartier et Convention de propriétaires

Par l'entremise de ses filiales en propriété exclusive, la Société est partie à une convention de propriétaires avec TransCanada pour chaque Projet éolien Cartier. Chacune de ces conventions est datée du 25 février 2005 et a été modifiée et mise à jour le 1^{er} septembre 2005, pour régir leurs droits et obligations respectifs à titre de propriétaires d'une partie indivise des actifs de chacun des Projets éoliens 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 Cartier est responsable du paiement de sa dette et de l'exécution de ses obligations dans la mesure de sa participation dans un Projet éolien Cartier. Chaque Propriétaire Cartier a convenu de limiter ses activités à l'aménagement, à la conception, à la construction, à la propriété, à l'exploitation et à l'entretien d'installations de production d'électricité, y compris son Projet éolien Cartier respectif, ainsi qu'à toute autre activité connexe.

Après la date de début de livraison de l'électricité générée par un Projet éolien Cartier aux termes d'un CAÉ et, sous réserve de certaines conditions, chaque Propriétaire Cartier détient un droit de premier refus visant l'achat de la participation de l'autre Propriétaire Cartier dans ce Projet éolien Cartier, ainsi qu'un droit de première offre exigeant que l'autre Propriétaire Cartier offre sa participation dans le Projet éolien 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 éolien Cartier : i) les droits de vote du Propriétaire Cartier en défaut seront suspendus (sauf à des fins de prises de décisions unanimes des Propriétaires Cartier) et le Propriétaire Cartier en défaut ainsi que son représentant s'abstiendront de voter ou de participer à toute prise de décisions des Propriétaires Cartier; ii) le Propriétaire Cartier qui n'est pas en défaut peut, dans certains cas, faire valoir sa sûreté réciproque fournie aux termes de la Convention de propriétaires; et iii) le Propriétaire Cartier qui n'est pas en défaut peut exercer son droit d'acquisition forcée pour acquérir la participation de l'autre Propriétaire Cartier dans le Projet éolien 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 Cartier en défaut.

Convention de séparation

Les Propriétaires Cartier (y compris les Propriétaires Cartier du Fonds qui détiennent des participations dans le Parc éolien Baie-des-Sables et le Parc éolien 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 Cartier demande la séparation des Projets éoliens Cartier entre leurs propriétaires respectifs. La Convention de séparation permet à tout Propriétaire Cartier de demander la séparation de tous les Projets éoliens Cartier mais seulement dans un délai entre 30 et 60 jours après qu'un deuxième Projet éolien Cartier aura été complètement achevé, au sens de *Final Completion* dans le contrat d'achat de turbines conclu avec GE. Le Fonds a convenu, aux termes d'une convention conclue entre les Propriétaires 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 éoliens Cartier sans le consentement écrit préalable de la Société. Advenant une demande de séparation, les deux premiers Projets éoliens Cartier achevés 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 éoliens Cartier restants seraient répartis entre la Société et TransCanada, en fonction du nombre total de MW des projets et des dates d'achèvement prévues, de sorte qu'après le processus de

séparation, chaque Projet éolien Cartier individuel deviendra la propriété indirecte et intégrale de la Société, du Fonds ou de TransCanada.

Le Propriétaire Cartier qui choisit de demander la séparation des Projets éoliens Cartier doit donner un avis écrit de 30 jours à tous les autres Propriétaires Cartier. Si les Propriétaires Cartier ne s'entendent pas sur la juste valeur marchande de tous les Projets éoliens Cartier dans un délai précisé, l'évaluation de la juste valeur marchande de chacun des Projets éoliens 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 Cartier de la juste valeur marchande de tous les Projets éoliens Cartier ou la détermination par les évaluateurs indépendants de la juste valeur d'un Projet éolien Cartier, les Propriétaires Cartier s'attribueront tous les Projets éoliens Cartier entre eux conformément aux principes suivants : les deux premiers Projets éoliens 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 éoliens Cartier et les dates d'achèvement prévues demeureront aussi semblables que possible. Si les Propriétaires Cartier ne s'entendent pas sur l'attribution des Projets éoliens Cartier restants, les Propriétaires Cartier prépareront chacun leur proposition respective pour la répartition des Projets éoliens Cartier et les rajustements correspondants aux écarts de la juste valeur marchande et les présenteront à un arbitre, lequel choisira la proposition la plus raisonnable.

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

Projets Gros Morne (participation 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 sont situés 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 commercial 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 d'entretien, 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 de 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% du coût d'aménagement et de construction des Projets Gros Morne de la Société 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 des débentures et les flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Les Propriétaires Cartier des Projets Gros Morne sont en voie d'obtenir les approbations réglementaires requises pour la construction et l'exploitation des Projets Gros Morne. Tout délai peut avoir une incidence sur la mise en service commercial et les coûts en capital du projet. Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (« BAPE ») a publié son rapport d'examen et d'audiences publiques le 9 février 2009, lequel recommande l'autorisation des Projets Gros Morne, avec certaines améliorations. La superficie totale du site des Projets Gros Morne est d'environ 7 134 hectares, dont 91% sont situés sur des terres publiques. Les Propriétaires 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 commercial et sur les coûts en capital du projet. En ce qui a trait aux terres publiques, le MRNF a émis une lettre d'intention en faveur des Propriétaires Cartier des Projets Gros Morne conformément au Programme d'implantation d'éoliennes. Conformément à la lettre d'intention intervenue avec le MRNF, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRNF 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 applicable.

Le 15 juin 2009, le gouvernement du Québec a annoncé qu'il avait adopté un décret autorisant la construction des deux phases des Projets Gros Morne. Dans son annonce, le gouvernement du Québec a indiqué son appui aux deux projets en soulignant notamment leur importante contribution au développement économique local.

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 la mise en service commercial du Projet Gros Morne, phase I et est assujetti aux dispositions usuelles de résiliation en cas de manquement important. Les Propriétaires 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 mis en service commercial d'ici le 1^{er} décembre 2011 et si le Projet Gros Morne, phase II n'est pas mis en service commercial d'ici le 1^{er} 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 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 la mise en service commercial 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^{er} janvier 2004 et est rajusté conformément à l'IPC et à certains autres facteurs prévus dans ce CAÉ et est aussi rajusté pour le Projet Gros Morne, phase II.

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 en 2010 et se terminer en novembre 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 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 d'entretien, 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 relié à une ligne de transport de 161 kV que construira Hydro-Québec.

Le coût estimatif de construction du Projet Montagne-Sèche est de 103 millions de dollars. La tranche de 38% du coût d'aménagement et de construction du Projet Montagne-Sèche de la Société 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 des débentures et les flux de trésorerie générés par les activités de la Société de temps à autre.

Les Propriétaires Cartier sont en voie d'obtenir les approbations réglementaires requises pour la construction et l'exploitation du Projet Montagne-Sèche. Tout délai peut avoir une incidence sur la mise en service commercial et les coûts en capital du projet. Le BAPE a publié son rapport d'examen et d'audiences publiques le 9 février 2009, lequel recommande l'autorisation du Projet Montagne-Sèche, avec certaines améliorations. La superficie totale du site du Projet Montagne-Sèche est d'environ 1 747 hectares, dont 100% sont situés sur des terres publiques. Le MRNF a émis une lettre d'intention en faveur des Propriétaires Cartier du Projet Montagne-Sèche aux termes du Programme d'implantation d'éoliennes. Conformément à la lettre d'intention intervenue avec le MRNF, des baux et d'autres droits fonciers devraient être accordés par le MRNF 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 applicable.

Le 15 juin 2009, le gouvernement du Québec a annoncé qu'il avait adopté un décret autorisant la construction du Projet Montagne-Sèche. Dans son annonce, le gouvernement du Québec a indiqué son appui de ce projet en soulignant notamment son importante contribution au développement économique local.

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 la mise en service commercial du Projet Montagne-Sèche et est assujéti aux dispositions usuelles de résiliation dans le cas d'un manquement important. Les Propriétaires Cartier du Projet Montagne-Sèche sont assujéti aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ si le Projet Montagne-Sèche n'est pas mis en service commercial d'ici le 1^{er} 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 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^{er} 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.

Projets potentiels

Tous les Projets potentiels décrits ci-après sont à un stade préliminaire de développement ou font face à des obstacles particuliers qui réduisent les possibilités de développement à court terme. Certains des Projets potentiels ont fait l'objet d'une proposition aux termes de la Demande de propositions de 2 000 MW du Québec et n'ont pas été retenus et pourraient être soumis en réponse à des Demandes de propositions futures, certains pourraient être soumis aux termes du POS de BC Hydro, d'autres visent des Demandes de propositions futures précises et d'autres, enfin, seront disponibles pour de futures Demandes de propositions qui ne sont pas encore annoncées. On ne peut être certain que les Projets potentiels seront réalisés. Les Projets potentiels sont plus sensibles aux conditions du marché, un financement devant être obtenu pour leur développement. Par conséquent, le lecteur est prié de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Ressources en capital » pour obtenir plus d'information sur ce risque.

Projets hydroélectriques potentiels

Projets hydroélectriques potentiels en Colombie-Britannique

Projet Kaipit (propriété exclusive)

Le Projet Kaipit est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 9,9 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 31 023 MWh. Le projet est 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 », chacune d'une puissance de 4,95 MW, ainsi que 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 reliée à la ligne de 138 kV environ 6 kilomètres à l'est de la centrale le long de la route Nimpkish.

Le Projet Kaipit est l'un des projets que la Société pourrait soumettre au POS de BC Hydro.

Projet Kokish (propriété exclusive)

Le Projet Kokish est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 9,9 MW et d'un rendement énergétique annuel potentiel de 32 000 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 hébergerait 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 sera l'interconnexion à la ligne de 138 kV au moyen d'un branchement direct environ 2,5 kilomètres à l'ouest de la centrale. 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 au réseau de distribution de BC Hydro par 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.

Le Projet Kokish est l'un des projets que la Société pourrait soumettre au POS de BC Hydro.

Projet Hurley River (participation de 66 ⅔%)

Le Projet Hurley River est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 46 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 157 773 MWh. Il est situé sur la rivière Hurley et le lac Downton, à cinq kilomètres environ de Gold Bridge dans la région de Lillooet/Pemberton, en Colombie-Britannique.

Le Projet Hurley River aurait une prise d'eau principale pour faire dévier le débit d'eau dans une canalisation à basse pression de 3,4 kilomètres et plus loin dans une conduite forcée à haute pression de 0,7 kilomètre allant jusqu'à la centrale. L'eau serait acheminée de la centrale au réservoir du lac Downton. L'eau viendrait augmenter le débit servant à la production d'électricité de l'installation de production Lajoie de BC Hydro.

La centrale hébergerait trois turbines « Francis » à axe horizontal de 15,3 MW, ainsi que tout l'équipement auxiliaire nécessaire, notamment l'équipement lié à la protection, au contrôle, à la commutation et aux communications. La ligne de transport de 69 kV mesure environ cinq kilomètres de longueur et est reliée à un poste de raccordement existant de BC Hydro à son installation de production Lajoie.

Le 25 novembre 2008, le Projet Hurley River a été soumis dans le cadre de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* et le projet est toujours à l'étude par BC Hydro pour la conclusion d'un CAÉ.

Projet Upper Lillooet River (participation de 66 ⅔%)

Le Projet Upper Lillooet River est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 74 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 270 160 MWh. Il est situé sur la rivière Lillooet, un affluent du fleuve Fraser, environ 70 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

Le Projet Upper Lillooet ferait dévier partiellement l'eau de la rivière, au moyen d'une prise d'eau directe dans une canalisation d'une longueur de 2,6 kilomètres suivie d'une conduite forcée à haute pression de un kilomètre jusqu'aux quatre turbines « Francis » à axe horizontal de 18,5 MW et à l'équipement de production dans la centrale. La centrale contiendrait également 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 serait une ligne de transport de 230 kV de BCTC au sud de Pemberton. La ligne de transport envisagée aurait une longueur de 72 kilomètres environ.

Le 25 novembre 2008, le Projet Upper Lillooet River a été soumis dans le cadre de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* et, le 11 mars 2010, BC Hydro a annoncé que le Projet Upper Lillooet River avait été retenu pour la conclusion d'un CAÉ.

Projet Gun Creek (propriété de 66 ⅔%)

Le Projet Gun Creek est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 36 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 180 928 MWh. Il est situé dans le bassin de la rivière Bridge, environ 7 kilomètres au nord-ouest de Gold Bridge, en Colombie-Britannique.

Le Projet Gun Creek aurait une prise d'eau principale pour faire dévier le débit d'eau. Deux options sont envisagées pour amener l'eau à la centrale : la première se composerait d'un axe vertical d'une profondeur de 130 mètres relié à un tunnel horizontal à haute pression de 4,6 kilomètres jusqu'à la centrale. La deuxième consisterait en un tunnel à basse pression horizontal d'une longueur de 1,9 kilomètre, une conduite forcée à basse pression d'une longueur de 1,4 kilomètre et un tunnel à haute pression de 1,7 kilomètre jusqu'à la centrale. Dans les deux cas, la centrale serait située sur le bord du réservoir du lac Carpenter.

La centrale hébergerait trois turbines « Pelton » à axe vertical de 12,0 MW, ainsi que tout l'équipement auxiliaire nécessaire, notamment l'équipement lié à la protection, au contrôle, à la commutation et aux communications. La ligne de transport de 69 kV mesure environ six kilomètres de longueur et est reliée à un poste de raccordement existant de BC Hydro à son installation de production Lajoie.

Le 25 novembre 2008, le Projet Gun Creek a été soumis dans le cadre de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* et le projet est toujours à l'étude par BC Hydro pour la conclusion d'un CAÉ.

Projet Boulder Creek (participation de 66 ⅔%)

Le Projet Boulder Creek est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 23 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 85 720 MWh. Il serait situé sur Boulder Creek dans le bassin hydrographique de la rivière Lillooet, environ 56 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

Le Projet Boulder Creek ferait dévier partiellement l'eau du ruisseau, au moyen d'une prise d'eau menant à une conduite forcée HDPE à basse pression enfouie de 1,5 kilomètre de longueur puis à une conduite forcée en acier à haute pression de 1,5 kilomètre allant aux trois turbines « Pelton » à axe vertical de 7,6 MW et à l'équipement de production dans la centrale. La centrale contiendrait également 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 serait une ligne de transport de 230 kV de BCTC au sud de Pemberton. La ligne de transport envisagée aurait une longueur de 1 kilomètre environ et serait reliée à la ligne de 230 kV construite pour le Projet Upper Lillooet.

Le 25 novembre 2008, le Projet Boulder Creek a été soumis dans le cadre de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* et, le 11 mars 2010, BC Hydro a annoncé que le projet Boulder Creek avait été retenu pour la conclusion d'un CAÉ.

Projet North Creek (participation de 66 ⅔%)

Le Projet North Creek est un projet hydroélectrique au fil de l'eau potentiel d'une puissance installée prévue de 16 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu de 59 725 MWh. Il est situé sur North Creek dans le bassin hydrographique de la rivière Lillooet, 38 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

Le Projet North Creek ferait dévier partiellement l'eau du ruisseau, au moyen d'une prise d'eau menant à une conduite forcée HDPE à basse pression enfouie de 2,4 kilomètres de longueur puis à une conduite forcée en acier à haute pression de 1,7 kilomètre allant à la turbine « Pelton » à axe vertical de 16 MW et à l'équipement de production dans la centrale. La centrale contiendrait également 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 serait une ligne de transport de 230 kV de BCTC au sud de Pemberton. La ligne de transport envisagée aurait une longueur de 1 kilomètre environ et serait reliée à la ligne de 230 kV construite pour le Projet Upper Lillooet.

Le 25 novembre 2008, le Projet North Creek a été soumis dans le cadre de la Demande de propositions pour le *Clean Power Call* et, le 11 mars 2010, BC Hydro a annoncé que le projet North Creek avait été retenu pour la conclusion d'un CAÉ.

Divers autres Projets Creek Power (participation de 66 ⅔%)

En plus des cinq projets soumis en réponse à la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*, Creek Power détient les droits se rapportant à 12 autres Projets potentiels dans la région sud-ouest de la Colombie-Britannique, pour lesquels la Société estime la puissance installée potentielle à plus de 50 MW. Des demandes ont été déposées pour des concessions foncières et des permis d'utilisation de l'eau pour un grand nombre de ces projets.

Projets hydroélectriques potentiels au Québec

Projet Kipawa (participation de 48%)

Le Projet Kipawa est un projet hydroélectrique potentiel qui devrait se composer de deux centrales d'une puissance installée prévue globale de 42 MW et d'un rendement énergétique prévu de 220 000 MWh. Le projet est 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 22 MW, et d'une centrale secondaire de 5 MW construite à proximité d'un barrage existant.

La centrale principale serait un projet au fil de l'eau situé dans la ville de Témiscaming. L'eau serait transportée jusqu'à la centrale au moyen d'un tunnel de 1,6 kilomètre creusé sur le côté droit de la ville. La centrale remplacerait 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 d'un canal et contiendrait une unité unique « Ecobulb Kaplan » développant une puissance de 5 MW pour un débit de 71 mètres cubes par seconde. Les deux sites éventuels sont facilement accessibles au moyen de routes pavées 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 communautés 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.

Projets de parcs éoliens potentiels

Projets de parcs éoliens potentiels au Québec

Projet Roussillon (propriété exclusive)

Le Projet Roussillon est un projet de parc éolien potentiel qui est 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 d'au moins 311 000 MWh par année.

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 terrains requis 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.

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 du Québec.

Le Projet Roussillon a été soumis dans le cadre de la Demande de propositions de 2 000 MW du Québec, mais n'a pas été retenu. Le Projet Roussillon ou des parties de ce projet pourraient être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles.

Projet Kamouraska (propriété exclusive)

Le Projet Kamouraska est un projet de parc éolien potentiel qui est 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 d'au moins 360 000 MWh par année.

La superficie totale du Projet Kamouraska est d'environ 9 790 hectares, tous situés sur des terres publiques. 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 en vue de la préparation d'une éventuelle étude d'impact environnemental complète à être remise au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec.

Le Projet Kamouraska a été soumis dans le cadre de la Demande de propositions de 2 000 MW du Québec, mais n'a pas été retenu. Le Projet Kamouraska ou des parties de ce projet pourraient être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles, y compris la Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec.

Projet Saint-Constant (propriété exclusive)

Le Projet Saint-Constant est un projet de parc éolien potentiel qui est situé dans les municipalités 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 composerait 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 éoliennes 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 dans le cadre du Projet Saint-Constant en vue de la préparation d'une éventuelle étude d'impact environnemental complète à être remise au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec.

Le Projet Saint-Constant ou des parties de ce projet pourraient être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles.

Projet Club des Hauteurs (propriété exclusive)

Le Projet Club des Hauteurs est un projet de parc éolien potentiel qui est 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.

La superficie totale du Projet Club des Hauteurs est d'environ 5 249 hectares, tous situés sur des terres publiques. Le Projet Club des Hauteurs pourrait être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles.

Projet Haute-Côte-Nord Est (propriété exclusive)

Le Projet Haute-Côte-Nord Est est un projet de parc éolien potentiel qui est 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.

La superficie totale du Projet Haute-Côte-Nord Est est d'environ 4 164 hectares, tous situés sur des terres publiques. Le Projet Haute-Côte-Nord Est pourrait être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles.

Projet Haute-Côte-Nord Ouest (propriété exclusive)

Le Projet Haute-Côte-Nord Ouest est un projet de parc éolien potentiel qui est 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 MW par année.

La superficie totale du Projet Haute-Côte-Nord Ouest est d'environ 5 312 hectares, tous situés sur des terres publiques. Le Projet Haute-Côte-Nord Ouest pourrait être soumis dans le cadre de futures Demandes de propositions ou faire l'objet d'un développement selon d'autres occasions éventuelles.

Projets communautaires (participation de 50 % à 70 %)

Par suite de l'adoption du *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires* le 29 octobre 2008, Hydro-Québec a lancé une Demande de propositions visant 250 MW de projets de parcs éoliens communautaires en 2009 (la « **Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec** »). Se reporter à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché — Cadre réglementaire et marché de l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la Société – Québec ».

En partenariat avec les municipalités et MRC, la Société est à développer plusieurs projets, chacun d'une puissance pouvant aller jusqu'à 25 MW en vue de les soumettre dans le cadre de la Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires au Québec.

Projets potentiels dans le cadre du programme de tarifs de rachat garantis de l'Ontario (participation de 49 % à 100 %)

Le 30 novembre 2009, la Société a soumis plusieurs demandes dans le cadre du programme FIT. Selon l'ampleur de la mise en œuvre de l'expansion du réseau de transport, la Société prévoit qu'environ 215 MW de ces demandes se traduiront éventuellement par des contrats dans le cadre du programme FIT.

Projets de parcs éoliens potentiels en Colombie-Britannique

La Société a repéré des projets potentiels de parcs éoliens en Colombie-Britannique (les « **Projets de parcs éoliens potentiels de la Colombie-Britannique** ») pour lesquels la Société évalue la puissance installée prospective à 475 MW.

La Société a obtenu des permis d'occupation et des permis d'investigation délivrés par l'Integrated Land Management Bureau à l'égard de six sites qui assurent une réclamation territoriale de premier rang et empêchent d'autres demandes de terres à l'intérieur d'un kilomètre de la limite visée par les permis. Le permis d'investigation et

le permis d'occupation permettent l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement et donnent une option de développement à la Société pour une période de deux ans.

Même s'il est prévu que la Société sera propriétaire exclusif des Projets de parcs éoliens potentiels de la Colombie-Britannique, il est possible que la Société partage, à terme, ses participations dans l'un ou plusieurs de ces projets avec un partenaire stratégique.

Projets abandonnés

Projet Mkw'Alts (propriété exclusive)

Le projet Mkw'Alts consistait en une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée potentielle de 47,7 MW sur la Ure Creek, un affluent de Lillooet Lake, environ 11 kilomètres au sud de la municipalité de Mount Currie en Colombie-Britannique.

Étant donné la convention d'aménagement des territoires intervenue entre la province de la Colombie-Britannique et la Nation Lil'wat et les conséquences de cette convention sur les négociations entre la Société et la Nation Lil'wat à l'égard de l'utilisation de leurs terres pour le projet Mkw'Alts et sur le permis d'utilisation de l'eau conditionnel et le permis d'occupation, la Société n'avait d'autre choix que de reporter indéfiniment le projet Mkw'Alts même si un CAÉ avait été conclu à l'égard de ce projet.

Projet Matawin (propriété exclusive)

Le projet Matawin consistait en une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 15,0 MW sur la rivière Matawin, un affluent de la rivière Saint-Maurice, au Québec.

Même si le projet avait été choisi dans le cadre d'une Demande de Propositions conjointe d'Hydro-Québec et du MRNF en 2002, la Société n'a pu conclure une entente et signer un CAÉ avec Hydro-Québec et a donc décidé d'abandonner le projet dans sa forme actuelle.

Projet Les Méchins (participation de 38 %)

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

La Société n'ayant pas réussi à conclure une entente avec les propriétaires fonciers privés en temps opportun, entraînant du coup la résiliation de la convention de vente d'éoliennes avec GE et la résiliation, le 1^{er} décembre 2009, du CAÉ avec Hydro-Québec, la Société n'a eu d'autre choix que d'abandonner le projet.

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, d'Ontario et de la Colombie-Britannique ainsi que dans

l'État de l'Idaho. Les installations du Fonds sont exploitées aux termes de CAÉ à prix fixe et à long terme avec des contreparties ayant une note 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 à l'adresse www.sedar.com. Ces renseignements ne sont pas intégrés par renvoi à la présente notice annuelle.

La Société détient 4 724 409 parts du Fonds, soit environ 16,1% des parts émises et 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.

Si la clôture de l'arrangement a lieu comme prévu, toutes les conventions entre le Fonds et la Société seront résiliées. Voir la rubrique « Développement général de l'activité – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices – Faits nouveaux en 2010 » pour de plus amples détails concernant l'arrangement.

Gestion du Fonds

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 25 juin 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 d'administration 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 113 257 \$ en 2009, sous réserve d'une augmentation annuelle égale au taux d'inflation de 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 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 25 juin 2003 (la « **Convention de gestion** »), la Société fournit des services de gestion au Fonds. Ces services consistent à : i) superviser les activités des installations détenues 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 cessions 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 droit au remboursement de ses frais d'exploitation réguliers engagés dans l'exercice de ses fonctions aux termes de la Convention de gestion jusqu'à un montant annuel maximum lequel est assujéti à une augmentation annuelle correspondant au taux d'inflation de l'IPC. Le montant

maximum pouvant être demandé pour des services réguliers était de 999 342 \$ en 2009 et a été facturé. En outre, un montant de 158 058 \$ a été facturé pour des services non prévus à la Convention de gestion. En outre, la Société a également droit à des honoraires incitatifs annuels en fonction des hausses de l'encaisse distribuable par part du Fonds correspondant à 25% de l'encaisse distribuable annuelle par part du Fonds supérieures à 0,925 \$. Afin de déterminer l'encaisse distribuable servant au calcul des honoraires incitatifs, l'impôt sur le revenu lié aux modifications apportées à l'imposition des fiducies publiques en 2007 est exclu. 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 735 107 \$ ont été reçus pour la période terminée le 31 décembre 2009.

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 25 juin 2003 (la « **Convention de services** »), la Société fournit des services de gestion au Fonds et à ses filiales en propriété exclusive pour l'exploitation et la gestion des installations du Fonds. Aux termes de la Convention de services, la Société supervise les activités des installations 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 dépenses remboursables 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 avec le Fonds** ») seront en vigueur jusqu'au 4 juillet 2030. Les Conventions avec le Fonds 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 de la durée pertinente. Les Conventions avec le Fonds 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'Innertex Énergie, Fiducie d'exploitation 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 indemnité en espèces de 10 000 000 \$. 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 se sont établis à 735 107 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. 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 25 juin 2003 (l'« **Entente de coopération** »), chacune des parties à l'entente 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 à cette partie son intention d'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 Demande de propositions 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 la totalité des Installations en exploitation vendent de l'électricité aux termes de CAÉ qui ont une durée moyenne pondérée restante de 17,8 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 installations et les projets dans lesquels la Société détient des participations jouissent d'une diversité géographique (soit les provinces de Québec, d'Ontario et de la Colombie-Britannique ainsi que l'État de l'Idaho) et sont séparés entre centrales de production d'hydroélectricité et parcs éoliens, 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, lorsqu'un CAÉ est obtenu à l'égard du projet ou s'il s'agit d'un projet admissible dans le cadre d'un POS, et amortis une fois que celui-ci est fonctionnel, ou imputés aux bénéfices 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 Installations en exploitation, lesquels sont imputés aux frais d'exploitation à mesure qu'ils sont engagés. Ces frais sont toutefois minimes.

Personnel

La Société compte 56 employés et supervise 14 employés des entités d'exploitation, détenues directement ou indirectement par le Fonds, aux termes des Conventions avec le Fonds. Ce personnel comprend 24 employés affectés aux activités d'exploitation et à l'entretien, 14 employés à l'aménagement et à la construction et 32 employés à l'administration, aux finances et aux 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.

5. 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.

Risques liés à l'Arrangement

La société a engagé des frais importants dans le cadre de l'Arrangement et du placement des débentures, notamment au titre de conseils financiers stratégiques, de l'évaluation, de la sollicitation de procurations, de la prise ferme, de la comptabilité et de conseils juridiques. Une tranche importante de ces frais sont payables, que l'Arrangement soit ou non approuvé par les porteurs de parts du Fonds et les actionnaires de la Société et soit ou non ultérieurement réalisé. De même, la date d'échéance initiale des débentures (actuellement le 30 avril 2010) ne sera pas reportée au 30 avril 2017 si l'Arrangement n'est pas réalisé, entraînant du coup le remboursement des débentures à leurs porteurs. La direction de la Société prévoit par ailleurs que la Société et ses actionnaires tireront d'importants avantages de l'Arrangement qu'ils n'obtiendraient pas si l'Arrangement n'est pas réalisé (voir la rubrique « L'Arrangement – Avantages prévus de l'Arrangement » à la page 38 de la circulaire d'information conjointe de la Société et du Fonds datée du 17 février 2010, dont on peut obtenir un exemplaire sur le site Internet de SEDAR au www.sedar.com).

L'incapacité de mener à terme l'Arrangement et de reporter la date d'échéance initiale des débentures, laquelle est liée à la réalisation de l'Arrangement, pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

On trouvera un énoncé d'autres facteurs de risque propres à l'Arrangement à la rubrique « L'Arrangement – Facteurs de risque propres à l'Arrangement » à la page 38 de la circulaire d'information conjointe de la Société et du Fonds datée du 17 février 2010, dont on peut obtenir un exemplaire sur le site Internet de SEDAR au www.sedar.com, notamment sous les rubriques « Le Fonds et IER pourraient ne pas obtenir les avantages prévus de l'Arrangement », « Paiement de l'indemnité de résiliation et remboursement des frais à la réalisation de certains événements », « Majorité requise pour l'approbation de l'Arrangement par les porteurs de parts du Fonds » et « Majorité requise pour l'approbation de l'Arrangement par les actionnaires d'IER ».

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 installations 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 installations de production d'énergie de haute qualité à des prix attractifs pour poursuivre sa croissance.

La mise en œuvre d'une stratégie de placement réussie fondée sur la valeur exige une appréciation commerciale prudente, doit être réalisée au moment opportun, et requiert également les ressources nécessaires pour effectuer le développement d'installations de production d'énergie. La Société peut sous-estimer les coûts liés au développement des installations de production d'énergie jusqu'à leur mise en service commercial ou peut être incapable d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions dans ses activités existantes.

Ressources en capital

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

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

Instruments Financiers Dérivés

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

Crise économique et financière actuelle

Au moment de la publication de la présente notice annuelle, il existait des défis relativement à l'obtention de financement par capitaux propres et par emprunts par suite de la crise économique et financière mondiale. Par conséquent, la Société ne peut garantir que le financement supplémentaire requis pour l'aménagement et la construction des Projets en développement et des Projets potentiels se matérialisera en temps opportun, pourra être obtenu selon des conditions commerciales acceptables ou même qu'il sera disponible. Si les Projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leur CAÉ respectif, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Régime hydrologique et éolien

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. L'augmentation ou la diminution 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.

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 de porteur de parts important du Fonds. Les risques liés à un investissement dans le Fonds sont décrits dans les documents d'information continue du Fonds, qui peuvent être consultés sur le site web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com (et qui ne sont pas intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle).

Jusqu'à ce que d'autres Projets en développement soient mis en service commercial, 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 de 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, des Projets potentiels et des projets futurs que la Société entreprendra. Certains facteurs peuvent causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, des modifications des exigences d'ingénierie et de conception, le rendement des entrepreneurs, des conflits de travail, des intempéries et la disponibilité du financement. Même une fois achevée, une installation peut ne pas fonctionner comme prévu en raison de défauts de conception ou de fabrication, qui pourraient ne pas tous être couverts par une garantie. Un problème mécanique pourrait également se produire dans de l'équipement après l'expiration de la période de garantie, ce qui entraînerait une perte de production ainsi que des coûts de réparation. De plus, si les Projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leur CAÉ respectif, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Développement de nouvelles installations

La Société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'énergie. Ces installations présentent une plus grande incertitude quant à leur rentabilité future que les installations actuellement en exploitation dont le rendement a été prouvé. Dans certains cas, bon nombre de facteurs ayant un effet sur les coûts n'ont pas encore été établis, notamment les paiements de redevances sur les terrains, les redevances d'utilisation d'eau ou les taxes municipales. La Société est tenue, dans certains cas, d'avancer des fonds et de déposer des cautionnements d'exécution dans le cours de l'aménagement de ces nouvelles installations. Si certaines de ces installations 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.

Rendement des projets

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

Défaillance de l'équipement

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

Taux d'intérêt et risque lié au refinancement

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

Effet de levier financier et clauses restrictives

Les activités de la Société sont assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la Société pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : i) la capacité de la Société d'obtenir à l'avenir un financement supplémentaire pour son fonds de roulement, ses dépenses en immobilisations, ses acquisitions ou ses autres projets en développement pourrait être restreinte; ii) la Société pourrait devoir affecter une partie importante des flux de trésorerie qu'elle tirera de ses activités au paiement du capital et des intérêts sur sa dette, ce qui réduirait les fonds disponibles pour ses activités futures; iii) certains des emprunts de la Société seront 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 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, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent la capacité de la Société de faire croître son entreprise, d'acquérir les actifs nécessaires ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la Société.

Convention de séparation

La Société a une participation indivise de 38% dans quatre projets de parcs éoliens. De plus, la Société détient indirectement, par l'entremise de son placement de 16,1% en parts du Fonds, une tranche de la participation en copropriété indivise de 38% du Fonds dans le Parc éolien L'Anse-à-Valleau et le Parc éolien Baie-des-Sables. TransCanada est l'autre propriétaire indivis de la participation restante de 62% dans la totalité des six projets de parcs éoliens. La Société et TransCanada ont conclu la Convention de séparation qui décrit le processus qui s'appliquera si l'un des Propriétaires Cartier demande la séparation des Projets éoliens Cartier. Dès que deux

Projets éoliens Cartier seront complètement achevés conformément au Contrat d'achat de turbines, la Convention de séparation permet à l'un des Propriétaires Cartier de demander, entre le 31^e et le 60^e jour qui suit la date de l'achèvement complet du deuxième projet, la séparation de tous les Projets éoliens Cartier. La date d'achèvement complet du second Projet éolien Cartier n'a pas encore été établie. Se reporter à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Projets en développement – Projets éoliens – Convention de séparation ».

Relation avec Hydro-Québec

Les CAÉ des Projets éoliens Cartier prévoient certaines pénalités qui pourraient devoir être payables à Hydro-Québec à la survenance d'un cas de défaut, sous réserve de certains montants prévus à cet égard. Si ces pénalités devenaient payables à Hydro-Québec, elles seraient valablement assumées dans une proportion de 38% par la Société. Se reporter à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Projets en développement - Projets de parcs éoliens potentiels au Québec – Projets Montagne-Sèche et Gros Morne (participation de 38%) ».

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 les 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 de temps à autre.

Défaut d'exécution des principales contreparties

La Société est partie à des 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 éoliennes de tierces parties. Vu la croissance rapide de la demande en éoliennes, le prix de celles-ci a connu une hausse marquée et pourrait continuer à augmenter. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en éoliennes 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 éoliennes. 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 conformément à l'échéancier 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 ou des Projets potentiels, y compris les approbations et les permis environnementaux nécessaires à la construction et à l'exploitation des Projets en développement ou des Projets potentiels. Tout manquement à 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 ou des Projets potentiels ou faire en sorte que ceux-ci ne soient pas terminés. Rien ne garantit que l'un des Projets potentiels résultera en une installation en opération.

Les permis environnementaux provinciaux et fédéraux devant être émis relativement à l'un des Projets en développement peuvent contenir des conditions qui doivent être remplies avant la construction, au cours de la construction, et pendant et après l'exploitation des Projets en développement. 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 activités et actifs de la Société – Projets en développement ».

Réglementation et politique

Le développement et l'exploitation des installations de production d'énergie sont assujettis aux modifications des exigences réglementaires gouvernementales et des lois applicables, notamment les règlements concernant l'environnement, les effets environnementaux imprévisibles, la conjoncture économique en général et d'autres questions indépendantes de la volonté de la Société.

L'exploitation d'une installation 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 le revenu 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 installations. 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 installations. Dans certains cas, ces permis doivent être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue de ces installations, et rien ne garantit que ces renouvellements seront accordés. Ces permis et licences 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 Demandes de propositions 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 Demande de propositions en particulier ou qu'un CAÉ existant sera renouvelé ou le sera moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

Capacité à obtenir les terrains appropriés

Il existe une importante concurrence pour obtenir les sites appropriés aux fins d'aménagement des nouvelles installations de production d'énergie. Les sites idéaux sont difficiles à trouver étant donné les caractéristiques géographiques, les restrictions légales 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.

Dépendance envers les CAÉ

L'énergie produite par la Société est vendue aux termes de 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.

Dépendance envers les réseaux de transport

La capacité de la Société de vendre de l'électricité est influencée par la disponibilité des divers réseaux de transport de chaque territoire. Une défaillance des installations de transport existantes ou une capacité de transport 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 dans ses centrales hydroélectriques en opération commerciale. 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.

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 de vent recueillies pour un site particulier reflètent exactement la vitesse du vent à long terme; 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 de vent propres à un site et les données de vent 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.

Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'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 l'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 rigoureuse 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 installations 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.

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, un promoteur 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 « Poursuites ». Un litige en cours, qui ne vise pas directement la Société, pourrait avoir une incidence importante sur les frais d'entretien des parcs éoliens. La section locale 2182, Mécanicien industriel – Millwright (le « **syndicat des mécaniciens industriels** ») cherche à obtenir l'application de la *Loi sur les relations de travail, la formation professionnelle et la gestion de la main d'œuvre dans l'industrie de la construction*, L.R.Q., ch. R-20 pour le remplacement de la boîte d'engrenage d'une éolienne. Le syndicat des mécaniciens industriels a déposé une demande introductive d'instance en évocation le 22 décembre 2009 (réf. 500-17-055 204-096).

Responsabilités éventuelles 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 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 n'aurait pas 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 violées, y compris les lois en matière d'environnement, de santé et de sécurité, la Société sera légalement et financièrement responsable de ces violations. 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 éventuelles non divulguées relativement à la disposition préalable de centrales

Innergex II a vendu de nombreuses centrales de production d'électricité au Fonds, notamment les installations de 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.

6. 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. Sous réserve de la clôture du regroupement de la Société avec Innergex Énergie, Fonds de revenu conformément à l'Arrangement, il est prévu que la Société issue du regroupement adoptera une politique en matière de dividendes procurant un dividende annuel de 0,58 \$ par action.

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 \$.

7. STRUCTURE DU CAPITAL

Le capital autorisé de la Société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires (les « **actions ordinaires** ») et d'un nombre illimité d'actions privilégiées (les « **actions privilégiées** ») pouvant être émises en séries. Au 22 mars 2010, 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 et en circulation), 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 avec 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'un autre partage 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 versés ou distribués également et proportionnellement 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 du partage de l'actif ou du remboursement 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 donnée d'actions privilégiées, peut, à son gré, racheter la totalité ou de temps à autre une partie des actions privilégiées en circulation en versant à leurs porteurs, pour chaque action ainsi rachetée, le prix de rachat par action majoré des dividendes déclarés et impayés sur celles-ci. 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, majoré des dividendes déclarés et impayés sur celles-ci.

La Société peut en tout temps ou de temps à autre acheter à des fins d'annulation la totalité ou une 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 courant 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 celles-ci.

Débetures convertibles 5,75 %

Le 8 mars 2010, la Société a clôturé son placement (le « **Placement** ») de débetures subordonnées non garanties convertibles à échéance reportable d'un capital global de 70 millions de dollars (les « **débetures** »). La date d'échéance initiale des débetures est le 30 avril 2010 et sera automatiquement reportée au 30 avril 2017 dès la clôture de l'Arrangement.

Les débetures portent intérêt au taux annuel de 5,75 %, payable semestriellement, et sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société au taux de conversion de 93,8967 actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de capital de débetures, soit un prix de conversion de 10,65 \$ par action ordinaire. La Société a accordé aux preneurs fermes une option qu'ils peuvent lever dans les 30 jours qui suivent la clôture du Placement pour souscrire des débetures additionnelles jusqu'à concurrence de 15 % du capital des débetures souscrites, aux fins de couvrir les attributions excédentaires, s'il en est.

Le 16 mars 2010, le syndicat de preneurs fermes a exercé l'option de surallocation pour souscrire 10,5 millions de dollars de capital supplémentaire, portant à 80,5 millions de dollars le produit brut total du placement.

8. MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE ».

Le tableau ci-après indique la fourchette des cours, en dollars canadiens, ainsi que le volume quotidien moyen des opérations sur les actions ordinaires à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2009	4,39 \$	3,80 \$	11 048
Février 2009	4,10 \$	3,55 \$	3 255
Mars 2009	4,08 \$	3,70 \$	1 624
Avril 2009	3,99 \$	2,75 \$	10 088
Mai 2009	3,95 \$	3,00 \$	27 406
Juin 2009	4,50 \$	3,20 \$	20 038
Juillet 2009	4,45 \$	3,12 \$	12 991
Août 2009	5,25 \$	3,76 \$	17 795
Septembre 2009	5,15 \$	4,50 \$	32 682
Octobre 2009	5,75 \$	4,91 \$	24 617
Novembre 2009	5,35 \$	5,00 \$	9 499
Décembre 2009	5,50 \$	5,01 \$	10 483

Les débetures n'ont fait l'objet d'aucune opération au cours du dernier exercice. Les opérations sur les débetures n'ont commencé que le 8 mars 2010. Les débetures sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE.DB ».

Les débetures ne peuvent pas être rachetées par la Société avant le 30 avril 2013 (sauf dans certaines circonstances limitées en cas de changement de contrôle (au sens qui y est indiqué)). Entre le 30 avril 2013 et le 30 avril 2015, les débetures peuvent être rachetées par la Société, en totalité ou en partie, moyennant un préavis

d'au plus 60 jours et d'au moins 30 jours, au prix de rachat correspondant à leur capital, majoré de l'intérêt couru et impayé, si le cours moyen pondéré en fonction du volume des actions ordinaires à la TSX sur la période de 20 jours de séance consécutifs se terminant cinq jours de séance avant la date de remise de l'avis de rachat n'est pas inférieur à 125 % du prix de conversion. Entre le 30 avril 2015 et la date d'échéance, les débetures peuvent être rachetées en totalité ou en partie au gré de la Société moyennant un préavis d'au plus 60 jours et d'au moins 30 jours à un prix correspondant à leur capital majoré de l'intérêt couru et impayé. Sous réserve de l'approbation requise des autorités de réglementation, et s'il n'existe aucun cas de défaut, la Société peut, à son gré, choisir de régler son obligation de payer le capital des débetures au rachat ou à l'échéance, en totalité ou en partie, par l'émission d'actions ordinaires librement négociables, moyennant un préavis d'au moins 40 jours et d'au plus 60 jours, en remettant le nombre d'actions ordinaires correspondant au quotient obtenu de la division du capital des débetures par 95 % du cours en vigueur. L'intérêt couru et impayé sera versé au comptant.

9. 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	Fonctions principales	Actions ordinaires détenues en propriété véritable ou sur lesquelles un contrôle ou une emprise est exercé ²⁾	% des actions ordinaires
PIERRE BRODEUR ^{3) 5)8)10)} St-Bruno (Québec) Canada	2007	Administrateur de sociétés	2 000	0,009%
WILLIAM A. LAMBERT ³⁾ Toronto (Ontario) Canada	2007	Administrateur de sociétés ³⁾	Néant ³⁾	Néant ³⁾
RAYMOND LAURIN ^{5) 7)} Lévis (Québec) Canada	2007	Premier vice-président, Finances, Trésorerie et chef de la direction financière du Mouvement des caisses Desjardins et de la Caisse centrale Desjardins	600	0,003%
GILLES LEFRANÇOIS, CA ⁹⁾ Longueuil (Québec) Canada	2003	Président 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	407 292	1,73%
SUSAN M. SMITH ³⁾¹⁰⁾ Toronto (Ontario) Canada	2007	Administratrice de sociétés	1 000	0,004%

Nom et municipalité de résidence	Administrateur depuis	Fonctions principales	Actions ordinaires détenues en propriété véritable ou sur lesquelles un contrôle ou une emprise est exercé ²⁾	% des actions ordinaires
CYRILLE VITTECOQ ^{5) 6)10)} Montréal (Québec) Canada	2007	Vice-président, Investissements de la Caisse de dépôt et placement du Québec	Néant ⁵⁾	Néant ⁵⁾

- 1) Le conseil d'administration de l'entité issue du regroupement après l'Arrangement se composera de neuf administrateurs, soit cinq membres actuels du conseil du Fonds (nommément M. John A. Hanna, M^{me} Lise Lachapelle, M. Jean La Couture, M. Richard Laflamme et M. Daniel L. Lafrance); trois membres actuels du conseil de la Société (nommément M. Pierre Brodeur, M. William A. Lambert et M^{me} Suzanne M. Smith); et un administrateur qui siège actuellement au conseil du Fonds et au conseil de la Société (nommément M. Michel Letellier). M. Michel Letellier, en sa qualité de président et chef de la direction de la Société, sera le seul administrateur non indépendant au premier conseil d'administration de l'entité issue du regroupement. M. Jean La Couture, actuel président du conseil du Fonds, sera nommé président du conseil de l'entité issue du regroupement.
- 2) 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.
- 3) Membre du Comité de rémunération, de régie d'entreprise et de candidatures.
- 4) Jusqu'en décembre 2009, M. Lambert a été associé de Birch Hill Equity Partners qui gère certains placements du Groupe TD Capital Limitée, y compris les 2 426 379 actions ordinaires de la Société qu'elle détient actuellement, soit environ 10,3% des actions ordinaires émises et en circulation de la Société.
- 5) Membre du comité de vérification.
- 6) M. Vittecoq est vice-président, Investissements de la CDPQ qui détient 2 426 379 actions ordinaires de la Société, soit environ 10,3% des actions ordinaires émises et en circulation de la Société.
- 7) M. Laurin est premier vice-président, Finances, Trésorerie et chef de la direction financière du Mouvement des caisses Desjardins et de la Caisse centrale Desjardins. Le Régime de rentes du Mouvement Desjardins détient 2 426 379 actions ordinaires de la Société, soit environ 10,3% des actions ordinaires émises et en circulation de la Société.
- 8) M. Brodeur est administrateur principal.
- 9) Le 1^{er} février 2010, M. Gilles Lefrançois, fondateur et président exécutif du conseil d'administration de la Société, a annoncé qu'il prenait sa retraite de la Société, mais continuerait d'occuper le poste de président du conseil d'administration de la Société et de siéger au conseil des fiduciaires du Fonds jusqu'à la clôture de l'Arrangement. Au cours des douze prochains mois, M. Lefrançois continuera de mettre son expérience et ses connaissances au service de la Société en tant que conseiller spécial.
- 10) Membre du comité spécial mis sur pied relativement à l'Arrangement.

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 2010, était associé de Birch Hill Equity Partners, et M. Raymond Laurin qui, avant mai 2009 était premier vice-président, et chef de la direction financière du Mouvement des caisses Desjardins et chef de la direction financière de la Caisse centrale Desjardins, et M. Gilles Lefrançois qui, avant son départ à la retraite le 31 janvier 2010, était président exécutif du conseil d'administration.

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, sa fonction et son poste principal et l'année d'entrée en fonction à titre de membre de la haute direction de la Société.

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

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 auprès de la Société, sauf M. Peter Grover qui, avant avril 2005, était directeur de la gestion de projets d'Alstom Inc. et M. Gilles Lefrançois qui, avant son départ à la retraite le 31 janvier 2010, était aussi président exécutif du conseil d'administration.

Les administrateurs et membres de la haute direction de la Société, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 985 348 actions ordinaires, soit 8,45% du total des actions ordinaires émises et en circulation de la Société, ou exercent un contrôle ou une emprise sur ces actions.

10. 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 d'entretien. 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.

11. POURSUITES

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, aucun des biens de la Société n'a fait l'objet de quelque instance. Pour autant que sache la Société, aucune instance visant ses biens n'est imminente.

12. DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Sauf tel qu'il est indiqué ci-après, 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 de l'exercice courant ou dans une opération envisagée, qui a eu ou aura une incidence importante sur la Société.

Dans le cadre de l'Arrangement, MM. Gilles Lefrançois et Michel Letellier, à titre de membres du conseil de la Société et d'Innergex Énergie, Fonds de revenu, ont divulgué leurs intérêts et se sont abstenus de voter à l'égard de cette opération.

13. 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 Société de fiducie Computershare du Canada, à ses bureaux à Toronto et Montréal.

14. CONTRATS IMPORTANTS

Avant la dernière période intermédiaire, la Société a conclu des contrats importants qui sont toujours en vigueur. On peut obtenir un exemplaire de ces contrats sur le site Internet de SEDAR au www.sedar.com.

Au cours de l'exercice 2009, la Société n'a pas conclu de contrats importants, autres que les contrats importants conclus dans le cours normal des activités.

Depuis janvier 2010, la Société a conclu les contrats importants suivants dans le cadre de l'Arrangement et du Placement. On peut obtenir un exemplaire de ces contrats importants sur le site Internet de SEDAR au www.sedar.com.

Contrat	Date	Cocontractants
Convention relative à l'Arrangement	31 janvier 2010	Innergex Énergie, Fonds de revenu
Convention de soutien et de vote	31 janvier 2010	Michèle Beauchamp
	31 janvier 2010	Richard Blanchet
	31 janvier 2010	Guy Dufort
	31 janvier 2010	Normand Bouchard
	31 janvier 2010	Peter Grover
	31 janvier 2010	François Hébert
	31 janvier 2010	Richard Laflamme.
	31 janvier 2010	Jean Perron
	31 janvier 2010	Gilles Lefrançois
	31 janvier 2010	Michel Letellier
	31 janvier 2010	Jean Trudel
	31 janvier 2010	Goodman & Company, Conseiller en placements Ltée
	31 janvier 2010	MFC Global Investment Management (Canada), une division d'Elliott & Page Limited
Convention de prise ferme	18 février 2010	BMO Nesbitt Burns Inc. Valeurs Mobilières TD Inc. Marchés mondiaux CIBC Inc. RBC Dominion valeurs mobilières Inc. Scotia Capitaux Inc. Valeurs mobilières Desjardins inc. Valeurs mobilières Banque Laurentienne inc. Innergex Énergie, Fonds de revenu

15. 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.

16. INFORMATION SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION

Le comité de vérification se compose entièrement d'administrateurs qui respectent les exigences en matière d'indépendance et d'expérience du Règlement 52-110 sur le comité de vérification adopté en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Québec). 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. La charte 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 gouvernance 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.

M. Cyrille Vittecoq (Président) - Avant le Placement, Cyrille Vittecoq était un fiduciaire d'Innergex II. M. Vittecoq est vice-président, Investissements et membre de comité de gestion du groupe des capitaux privés de la CDPQ depuis mars 2006. Son mandat consiste à gérer un portefeuille des placements dans le secteur de l'énergie et des services financiers, en particulier ceux liés à l'infrastructure énergétique, au pétrole, au gaz naturel, aux institutions bancaires et aux assurances. La carrière de M. Vittecoq au sein de la CDPQ a été majoritairement consacrée au 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 la CDPQ en 2000, à titre de gestionnaire de placement et de cadre supérieur. M. Vittecoq a été administrateur pour Canadian Hydro Developers Inc. de 2002 à 2008. Il détient un baccalauréat en gestion de l'Université de Sherbrooke (1989) et est analyste financier agréé depuis 1994.

M. 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 Ltée de 1990 à 1994, et, auparavant il a été au service de Steinberg Inc. (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.

M. Raymond Laurin – Depuis mai 2009, M. Laurin est premier vice-président, Finances, Trésorerie et chef de la direction financière du Mouvement des caisses Desjardins et depuis juillet 2008 il est également chef de la direction financière de la Caisse centrale Desjardins. De mai 2008 à mai 2009, M. Laurin a été premier vice-président et chef de la direction financière du Mouvement des caisses Desjardins et d'août 2004 à mai 2008, il a été 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 29 dernières années. 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.

Le total des honoraires versés, y compris la quote-part de la Société des honoraires versés par ses coentreprises, pour des services professionnels rendus par Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l. et les membres de son groupe, les vérificateurs de la société, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, est présenté dans le tableau suivant.

HONORAIRES	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2008
Honoraires de vérification	238 868 \$	280 690 \$
Honoraires pour services liés à la vérification	Néant	1 159 \$
Honoraires pour services fiscaux	Néant	Néant
Tous les autres honoraires	Néant	Néant
TOTAL DES HONORAIRES¹⁾ :	238 868 \$	281 849 \$

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 262 285 \$ en 2009 et à 332 145 \$ en 2008.

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 professionnels fournis pour la vérification des états financiers de la Société. Ils comprennent également les services fournis par les vérificateurs relativement aux autres dépôts de documents prévus par la loi et la réglementation, notamment les états financiers des filiales de la Société, ainsi que les services que seuls les vérificateurs de la Société peuvent rendre généralement, notamment les lettres d'intention, les consentements et le soutien relatifs à l'examen des documents déposés auprès des commissions des valeurs mobilières. Les « **Honoraires pour services liés à la vérification** » désignent les honoraires relatifs au contrôle préalable se rapportant à des fusions et à des acquisitions potentielles et ne sont pas inclus dans les « Honoraires de vérification ». Les « **Honoraires pour services fiscaux** » désignent l'ensemble des honoraires facturés pour les services fournis relativement à la conformité en matière d'impôt sur le revenu, de taxes à la consommation et d'autres obligations fiscales et aux conseils et aux services de planification en matière de fiscalité nationale et internationale. « **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 ».

17. 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.

La circulaire d'information conjointe datée du 17 février 2010, expressément intégrée par renvoi à la présente notice annuelle et qui en fait partie intégrante, peut également être consultée sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Toutes les demandes visant les documents précités doivent être envoyées à la Vice-présidente - Affaires juridiques et secrétaire corporatif 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.

18. GLOSSAIRE

« **Acquisition d'Innergex II** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices – Acquisition d'Innergex II »;

« **Aliénation des parcs éoliens** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices — Acquisition de participations dans le Fonds »;

« **Arrangement** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices – Faits nouveaux en 2010 »;

« **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, le commandité d'Umbata Falls Limited Partnership;

« **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;

« **Centrale Umbata Falls** » signifie la centrale hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW situé sur la rivière White, en Ontario;

« **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 et actifs de la Société — Relations avec 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 et actifs de la Société — Relation avec 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 et actifs de la Société — Projets en développement — Projets éoliens — Convention de séparation »;

« **Convention de services** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Relation avec le Fonds — Gestion du Fonds — La Convention de services »;

« **Convention de propriétaires** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Projets en développement — Projets éoliens — Propriétaires Cartier et Convention de propriétaires »;

« **Conventions avec le Fonds** » signifie la Convention d'administration, la Convention de gestion et la Convention de services;

« **Creek Power** » signifie Creek Power Inc.;

« **Demande de propositions** » signifie une demande de propositions lancée par un gouvernement provincial ou une entité créée par ce gouvernement à cette fin;

« **Demande de propositions de 500 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 les principaux marchés de la Société - Québec »;

« **Demande de propositions 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 les principaux marchés de la Société - Québec »;

« **Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires du Québec** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Projets potentiels — Autres occasions — Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires du Québec »;

« **Divers autres projets Creek Power** » signifie 12 des Projets Creek Power situés dans la région des basses-terres continentales de la Colombie-Britannique qui n'ont pas été soumis en réponse au POS de BC Hydro ou à la Demande de propositions pour le *Clean Power Call*;

« **Divers projets communautaires** » signifie les projets d'énergie éolienne communautaires situés au Québec et qui seront soumis dans le cadre de la Demande de propositions relative aux projets de parcs éoliens communautaires du Québec;

« **Entente de coopération** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Relation avec le Fonds — Gestion du Fonds — Entente de coopération »;

« **Fonds** » signifie Innergex Énergie, Fonds de revenu et ses filiales;

« **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 - Énergie renouvelable au Canada - Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada »;

« **Innergex II** » signifie Innergex II Fonds de revenu et ses filiales;

« **Installations en exploitation** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société - Portefeuille d'actifs »;

« **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, 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;

« **MRNF** » signifie le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec;

« **MW** » signifie un million de watts ou un mégawatt;

« **MWh** » signifie un million de watts ou un mégawatt par heure;

« **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;

« **OÉO** » signifie l'Office de l'électricité de l'Ontario;

« **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;

« **Parc éolien Carleton** » signifie le parc éolien de 109,5 MW situé dans la ville de Carleton-sur-Mer et dans la municipalité régionale de comté de Bonaventure, 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 – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices — Premier appel public à l'épargne »;

« **Placement privé** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices — Premier appel public à l'épargne »;

« **Prix d'offre** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices — Premier appel public à l'épargne »;

« **Programme d'offre standard** » ou « **POS** » 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;

« **Programme FIT** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances sur le marché – Cadre réglementaire et marché pour l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la Société – Ontario »;

« **Projet Ashlu Creek** » signifie le projet hydroélectrique de 49,9 MW situé à Ashlu Creek, en Colombie-Britannique;

« **Projet Boulder Creek** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 23 MW situé à 56 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique;

« **Projet Club des Hauteurs** » signifie le projet de parc éolien potentiel d'une puissance installée maximale prévue de 195,5 MW situé dans la municipalité de l'Anse-Saint-Jean, au Québec;

« **Projet Fitzsimmons Creek** » signifie le projet hydroélectrique de 7,5 MW situé à Fitzsimmons Creek, en Colombie-Britannique;

« **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 Gun Creek** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 36 MW situé à 7 kilomètres environ au nord-ouest de Gold Bridge, en Colombie-Britannique;

« **Projet Haute-Côte-Nord Est** » signifie le projet éolien potentiel d'une puissance installée maximale prévue de 170 MW situé dans la municipalité régionale de comté La Haute-Côte-Nord, au Québec;

« **Projet Haute-Côte-Nord Ouest** » signifie le projet éolien potentiel d'une puissance installée maximale prévue de 168 MW situé dans la municipalité régionale de comté Fjord-du-Saguenay, au Québec;

« **Projet Hurley River** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 46 MW situé dans la région de Lillooet/Pemberton, en Colombie-Britannique;

« **Projet Kaipit** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 9,9 MW sur la rivière Kaipit, en Colombie-Britannique;

« **Projet Kamouraska** » signifie le projet de parc éolien potentiel 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 potentiel de 42 MW situé à Gordon Creek, au Québec;

« **Projet Kokish** » signifie le projet hydroélectrique potentiel 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 abandonné d'une puissance installée prévue de 150 MW situé dans les municipalités de Grosse-Roche et de Les Méchins, au Québec;

« **Projet Matawin** » signifie le projet hydroélectrique abandonné de 15 MW situé sur la rivière Matawin, au Québec;

« **Projet Mkw'Alts** » signifie le projet hydroélectrique abandonné 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 North Creek** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 16 MW situé à 38 kilomètres environ au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique;

« **Projet Roussillon** » signifie le projet de parc éolien potentiel d'une puissance installée prévue 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 potentiel d'une puissance installée maximale prévue de 70 MW situé dans les municipalités de Saint-Constant et de Saint-Mathieu, au Québec;

« **Projet Upper Lillooet River** » signifie le projet hydroélectrique potentiel de 74 MW situé à 70 kilomètres environ au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique;

« **Projets Creek Power** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices – Acquisition des droits se rapportant à 18 projets hydroélectriques en Colombie-Britannique »;

« **Projets de parcs éoliens potentiels de la Colombie-Britannique** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société— Projets potentiels — Projets éoliens potentiels – Projets de parcs éoliens potentiels en Colombie-Britannique »;

« **Projets en développement** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Portefeuille d'actifs »;

« **Projets éoliens Cartier** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Projets en développement— Projets éoliens — Projets éoliens Cartier »;

« **Projets Gros Morne** » signifie collectivement Projet Gros Morne, phase I et Projet Gros Morne, phase II;

« **Projets potentiels** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Portefeuille d'actifs »;

« **Propriétaire Cartier** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et actifs de la Société — Projets en développement — Projets éoliens — Projets éoliens 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.;

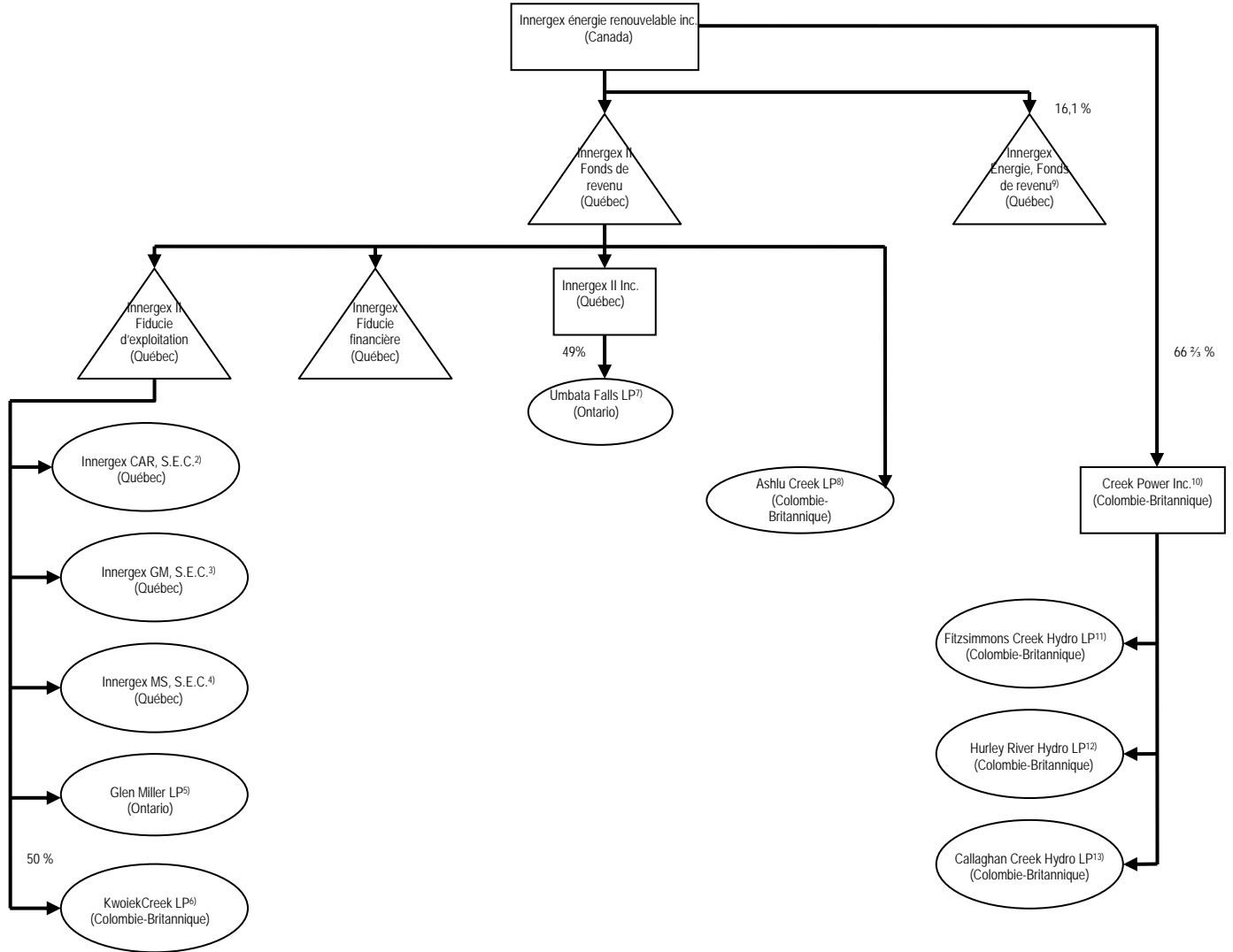
« **TSX** » signifie la Bourse de Toronto;

« **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 importantes¹⁾, ainsi que certaines autres participations importantes détenues par 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 participation en copropriété indivise de 38% dans le Parc éolien Carleton et son commandité est Innergex CAR Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- 3) Innergex GM, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans les Projets Gros Morne et son commandité est Innergex GM Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- 4) Innergex MS, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38% dans le Projet Montagne-Sèche et son commandité est Innergex MS Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- 5) Glen Miller Power, 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 Inc.
- 6) Kwoiek Creek Resources 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 Inc.
- 7) Umbata Falls LP est propriétaire de la totalité de la centrale Umbata Falls et son commandité est Begetekong Power Corporation, dont une tranche de 49% est détenue par Innergex II Inc.
- 8) Ashlu Creek Investments LP est propriétaire de la totalité du Projet Ashlu Creek et ses commandités sont 675729 British Columbia Ltd. et 888645 Alberta Ltd., filiales en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- 9) La Société détient une participation d'environ 16,1% dans Innergex Énergie, Fonds de revenu, fiducie de revenu publique cotée en bourse, dont les parts sont inscrites à la cote de la TSX.
- 10) La Société détient 66 2/3% de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Creek Power Inc. et 9 865 808 actions privilégiées de série 1 de Creek Power Inc. Creek Power Inc. détient les droits relatifs à 15 projets hydroélectriques en Colombie-Britannique.
- 11) Fitzsimmons Creek Hydro LP est propriétaire de la totalité du Projet Fitzsimmons Creek et son commandité est Fitzsimmons Creek Investments Ltd., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- 12) Hurley River Hydro LP est propriétaire de la totalité du Projet Hurley River et son commandité est Hurley River Developments Ltd., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- 13) Callaghan Creek Hydro LP est propriétaire de la totalité du Projet Callaghan Creek et son commandité est Callaghan Creek Developments Ltd., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.

ANNEXE B

CHARTRE 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 et règlements 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** »). Le Comité de vérification 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 y a 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 le vérificateur externe

- 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, 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 le vérificateur externe (et, s'il y a lieu, le vérificateur interne), selon ce qu'il juge 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.