



INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

NOTICE ANNUELLE RÉVISÉE

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

Le 23 août 2010

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	<b>STRUCTURE DE L'ENTREPRISE</b> .....	<b>2</b>
<b>2.</b>	<b>DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ</b> .....	<b>2</b>
	FAITS NOUVEAUX EN 2010 .....	3
	HISTORIQUE DE L'ENTREPRISE POUR LES TROIS DERNIERS EXERCICES .....	4
	<i>Exercice 2009</i> .....	4
	Financement et mise en service commercial de la Centrale Ashlu Creek .....	4
	Financement et mise en service commercial de la Centrale Fitzsimmons Creek .....	4
	Soumissions dans le cadre du Programme FIT de l'Ontario .....	5
	<i>Exercice 2008</i> .....	5
	Acquisition des droits se rapportant à 18 projets hydroélectriques en Colombie-Britannique .....	5
	Financement et mise en service commercial du Parc éolien Carleton .....	5
	Financement et mise en service commercial de la Centrale Umbata Falls .....	5
	Soumissions dans le cadre du BC Clean Call .....	6
	Acquisition d'IHI Hydro Inc. ....	6
	<i>Exercice 2007</i> .....	6
	Premier appel public à l'épargne .....	6
	Acquisition d'Innergex II .....	6
	Acquisition de participations dans le Fonds .....	6
<b>3.</b>	<b>SURVOL DE L'INDUSTRIE ET TENDANCES DU MARCHÉ</b> .....	<b>7</b>
	INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE .....	7
	ÉNERGIE RENOUVELABLE AU CANADA .....	7
	<i>Producteurs indépendants d'électricité</i> .....	7
	<i>Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada</i> .....	8
	<i>Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable provinciales et Demandes de propositions</i> .....	8
	<i>Hydroélectricité au Canada</i> .....	8
	CADRE RÉGLEMENTAIRE ET MARCHÉS POUR L'ÉNERGIE RENOUVELABLE DANS LES PRINCIPAUX MARCHÉS DE LA SOCIÉTÉ .....	9
	<i>Québec</i> .....	9
	<i>Colombie-Britannique</i> .....	9
	<i>Ontario</i> .....	10
	PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE .....	11
	AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE .....	12
	<i>Fiabilité</i> .....	12
	<i>Faibles coûts d'exploitation</i> .....	12
	<i>Production écologique</i> .....	12
	<i>Faible impact sur l'environnement</i> .....	12
	PROCESSUS DE PRODUCTION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE .....	13
	AVANTAGES DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE .....	13
	<i>Faibles coûts d'exploitation</i> .....	13
	<i>Souplesse de construction</i> .....	13
	<i>Fiabilité</i> .....	13
	<i>Production écologique</i> .....	13
	<i>Utilisation restreinte des terrains</i> .....	14
	FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE .....	14
	ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL .....	14
	CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE .....	15
<b>4.</b>	<b>DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ</b> .....	<b>15</b>
	VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE .....	15
	PORTEFEUILLE D'ACTIFS .....	16
	INSTALLATIONS EN EXPLOITATION .....	16

<i>Installations hydroélectriques en exploitation</i> .....	17
A. Centrale Saint-Paulin (Québec – participation exclusive).....	17
B. Centrale Windsor (Québec – participation exclusive).....	19
C. Centrale Chaudière (Québec – participation exclusive).....	20
D. Centrale Montmagny (Québec – participation exclusive).....	21
E. Centrales Portneuf (Québec – participation exclusive).....	22
F. Centrale Glen Miller (Ontario – participation exclusive).....	23
G. Centrale Umbata Falls (Ontario – participation de 49 %).....	24
H. Centrale Batawa (Ontario – participation exclusive).....	25
I. Centrale Rutherford Creek (Colombie-Britannique – participation exclusive).....	26
J. Centrale Ashlu Creek (Colombie-Britannique – participation exclusive).....	27
K. Centrale Fitzsimmons Creek (Colombie-Britannique – participation de 66 $\frac{2}{3}$ %).....	27
L. Centrale Horseshoe Bend (Idaho (États-Unis) – participation exclusive).....	28
<i>Parcs éoliens en exploitation</i> .....	29
A. Le Parc éolien Baie-des-Sables (Québec – participation de 38 %).....	29
B. Le Parc éolien L'Anse-à-Valleau (Québec – participation de 38 %).....	30
C. Parc éolien Carleton (Québec – participation de 38 %).....	30
PROJETS EN DÉVELOPPEMENT.....	31
<i>Projets hydroélectriques en développement</i> .....	32
A. Projet Kwoiek Creek (Colombie-Britannique - participation de 50 %).....	32
B. Projet North Creek (Colombie-Britannique - participation de 66 $\frac{2}{3}$ %).....	34
C. Projet Boulder Creek (Colombie-Britannique - participation de 66 $\frac{2}{3}$ %).....	35
D. Projet Upper Lillooet River (Colombie-Britannique - participation de 66 $\frac{2}{3}$ %).....	36
<i>Projets éoliens en développement</i> .....	37
A. Projets éoliens Cartier (Québec – participation de 38 %).....	37
B. Projets Gros Morne (Québec - participation de 38 %).....	38
C. Projet Montagne-Sèche (Québec - participation de 38 %).....	39
PROJETS POTENTIELS.....	39
A. Divers autres Projets Creek Power (Colombie-Britannique - participation de 66 $\frac{2}{3}$ %).....	40
B. Divers projets communautaires de parcs éoliens (Québec - participation de 50 à 70 %).....	40
C. Projets potentiels dans le cadre du programme de tarifs de rachat garantis de l'Ontario (Ontario - participation de 49 % à 100 %).....	40
D. Autres Projets de parcs éoliens potentiels en Colombie-Britannique.....	40
PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT.....	41
PERSONNEL.....	41
<b>5. FACTEURS DE RISQUE</b> .....	<b>41</b>
MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE.....	41
RESSOURCES EN CAPITAL.....	42
INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS.....	42
CRISE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE ACTUELLE.....	42
RÉGIME HYDROLOGIQUE ET ÉOLIEN.....	42
CONSTRUCTION ET CONCEPTION.....	43
DÉVELOPPEMENT DE NOUVELLES INSTALLATIONS.....	43
RENDEMENT DES PROJETS.....	43
DÉFAILLANCE DE L'ÉQUIPEMENT.....	43
TAUX D'INTÉRÊT ET RISQUE LIÉ AU REFINANCEMENT.....	43
EFFET DE LEVIER FINANCIER ET CLAUSES RESTRICTIVES.....	44
DÉCLARATION DE DIVIDENDES À LA DISCRÉTION DU CONSEIL.....	44
NOUVEAUX CONTRATS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ.....	44
HAUTE DIRECTION ET EMPLOYÉS CLÉS.....	45

LITIGES.....	45
DÉFAUT D'EXÉCUTION DES PRINCIPALES CONTREPARTIES.....	45
RELATIONS AVEC LES PARTENAIRES.....	45
APPROVISIONNEMENT EN ÉOLIENNES.....	46
PERMIS.....	46
RÉGLEMENTATION ET POLITIQUE.....	46
CAPACITÉ À OBTENIR LES TERRAINS APPROPRIÉS.....	47
DÉPENDANCE ENVERS LES CAÉ.....	47
DÉPENDANCE ENVERS LES RÉSEAUX DE TRANSPORT.....	47
REDEVANCES D'UTILISATION D'ÉNERGIE HYDRAULIQUE.....	47
ÉVALUATION DES RESSOURCES ÉOLIENNES ET DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE CONNEXE.....	47
BARRAGES SÉCURITAIRES.....	48
RISQUES LIÉS À LA SANTÉ, À LA SÉCURITÉ ET À L'ENVIRONNEMENT.....	48
CATASTROPHES NATURELLES; FORCE MAJEURE.....	49
TAUX DE CHANGE.....	49
LIMITES DE L'ASSURANCE.....	49
<b>6. DIVIDENDES.....</b>	<b>49</b>
<b>7. STRUCTURE DU CAPITAL.....</b>	<b>50</b>
ACTIONS ORDINAIRES.....	50
ACTIONS PRIVILÉGIÉES.....	51
DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 %.....	51
<b>8. MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....</b>	<b>52</b>
ACTIONS ORDINAIRES.....	52
PARTS DU FONDS.....	53
DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 %.....	53
<b>9. ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....</b>	<b>54</b>
ADMINISTRATEURS.....	54
MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	55
<b>10. CONFLITS D'INTÉRÊTS.....</b>	<b>56</b>
<b>11. POURSUITES.....</b>	<b>56</b>
<b>12. DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....</b>	<b>56</b>
<b>13. AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES.....</b>	<b>56</b>
<b>14. CONTRATS IMPORTANTS.....</b>	<b>56</b>
CONVENTION RELATIVE À L'ARRANGEMENT.....	57
CONVENTION DE PRISE FERME.....	57
<b>15. INTÉRÊT DES EXPERTS.....</b>	<b>57</b>
<b>16. INFORMATION SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION.....</b>	<b>57</b>
<b>17. RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....</b>	<b>59</b>
<b>18. GLOSSAIRE.....</b>	<b>59</b>
<b>ANNEXE A - STRUCTURE ORGANISATIONNELLE</b>	
<b>ANNEXE B - CHARTE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION</b>	

## INNERGEX ÉNERGIE RENOUELABLE INC.

### NOTICE ANNUELLE RÉVISÉE EN DATE DU 23 AOÛT 2010

*La présente notice annuelle révisée a été préparée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009; elle est toutefois mise à jour en date des présentes compte tenu du regroupement de la Société et d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds ») par voie d'une prise de contrôle inversée. Par conséquent, sauf indication contraire, l'information qui suit est présentée en date de la présente notice annuelle révisée. Voir « Développement général de l'activité – Faits nouveaux en 2010 ».*

*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 révisée contient de l'information prospective au sens de la législation en valeurs mobilières applicable. Les renseignements et les énoncés qui ne sont pas des énoncés de faits historiques dans la présente notice annuelle révisée constituent des énoncés prospectifs. On reconnaît la nature prospective de ces énoncés et renseignements à l'emploi de termes comme « environ », « approximativement » ou « potentiel » ou encore à l'emploi des verbes comme « pouvoir », « croire », « prévoir », « s'attendre à », « planifier », « projeter », « estimer » ou « continuer », au futur ou au conditionnel, ou à l'emploi de termes ou verbes analogues, y compris à la forme négative. Ces énoncés prospectifs comprennent, notamment des énoncés concernant : les avantages prévus de l'Arrangement (y compris l'accès aux comptes de DPA combinés, l'augmentation de l'encaisse distribuable, les synergies en matière de coûts et l'augmentation des flux de trésorerie, l'accès aux marchés financiers, le rendement des capitaux propres, la capitalisation boursière, la valeur d'entreprise et la liquidité des titres), la situation financière future, la production d'électricité, les perspectives de croissance, la stratégie et les plans d'entreprise, et les objectifs de la Société ou s'y rapportant, les dépenses en immobilisations et programmes d'investissement, l'accès à des facilités de crédit et à du financement, l'impôt sur le capital, l'impôt sur les bénéficiaires, le profil de risque, les flux de trésorerie et le bénéfice et leurs composantes, le traitement fiscal futur, les niveaux de dividendes versés aux actionnaires, la politique en matière de dividendes et le calendrier de paiement de ces dividendes. Les événements ou résultats réels peuvent être sensiblement différents.

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 et le rendement des projets en exploitation. Même si la Société estime que ces attentes et hypothèses sur lesquelles les énoncés prospectifs sont fondés sont raisonnables, le lecteur ne doit pas se fier outre mesure aux énoncés prospectifs étant donné que rien ne garantit qu'ils se révéleront exacts.

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 le fait qu'une partie ou la totalité des avantages prévus de l'Arrangement peuvent ne pas être réalisés; la capacité de la Société de mener à bien sa stratégie d'entreprise; l'incapacité d'obtenir suffisamment de capitaux de sources internes et externes; les risques de liquidité liés aux instruments financiers dérivés; la conjoncture économique en général; la disponibilité des débits d'eau et du vent; les retards dans le développement de projets; l'incertitude quant au développement de nouvelles centrales électriques; l'incertitude quant à la quantité d'électricité pouvant être produite des centrales en exploitation actuelles et futures; les pannes d'équipement; les fluctuations de taux d'intérêt et le refinancement de la dette; les restrictions contractuelles des instruments régissant la dette actuelle et future; les pénalités en cas de défaut aux termes de certains contrats d'achat d'électricité; la capacité de conserver du personnel, notamment de

direction, qualifié; le rendement des fournisseurs-tiers; la dépendance envers les principaux clients; les relations avec les collectivités dans lesquelles se trouvent des projets ou des centrales et avec les partenaires de coentreprises; l'approvisionnement en éoliennes; les modifications apportées aux exigences réglementaires gouvernementales et à la législation applicable; l'obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité; l'obtention des terrains appropriés pour des projets; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la dépendance envers les réseaux de transport; les redevances d'utilisation de l'énergie hydraulique et loyers fonciers; la sécurité des barrages; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les catastrophes naturelles, les fluctuations de change; et les garanties d'assurance suffisantes. Le lecteur doit savoir que la liste qui précède n'est pas exhaustive. Le lecteur devrait examiner attentivement les facteurs de risque décrits à la rubrique « Facteurs de risque ». L'information dans la présente notice annuelle révisée énonce d'autres facteurs susceptibles de modifier les résultats d'exploitation et le rendement de la Société. Les investisseurs éventuels sont priés d'examiner attentivement ces facteurs.

Le lecteur doit en outre savoir que, dans le cadre de la préparation des états financiers, y compris des états financiers pro forma conformément aux PCGR, la direction doit élaborer certains jugements et certaines estimations ayant des conséquences sur le montant déclaré de l'actif, du passif, du bénéfice et des charges d'exploitation.

Les énoncés prospectifs dans les présentes sont donnés expressément et entièrement sous réserve de la présente mise en garde. Les énoncés prospectifs dans les présentes sont donnés en date de la présente notice annuelle révisée et la Société décline toute obligation de les mettre à jour publiquement, y compris à la lumière de nouveaux renseignements, 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; c) le 4 décembre 2007, pour modifier le capital-actions autorisé et émis de la Société et créer un nombre illimité d'actions ordinaires (les « **Actions ordinaires** ») et un nombre illimité d'actions privilégiées, pouvant être émises en séries; et d) le 29 mars 2010, par voie de clauses d'arrangement déposées dans le cadre de l'Arrangement (au sens des présentes).

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 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 l'intermédiaire de différentes entreprises, 17 centrales en exploitation représentant une puissance installée nette totale de 325,5 MW (puissance brute de 537,8 MW). La Société possède, conjointement avec ses partenaires, trois parcs éoliens et 14 centrales hydroélectriques

actuellement en exploitation ayant une puissance installée nette totale de 121,4 MW (puissance brute de 319,5 MW) et de 204,1 MW (puissance brute de 218,3 MW), respectivement, et sept projets pour lesquels des CAÉ ont été obtenus et qui ont une puissance installée nette totale de 202,9 MW (puissance brute de 432,9 MW). La mise en service commerciale des projets est prévue entre 2011 et 2016. La Société détient également des participations nettes dans environ 2 000 MW (puissance brute de 2 100 MW) dans le cadre de Projets potentiels de production d'électricité à différents stades de développement. Voir la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs ».

### ***FAITS NOUVEAUX EN 2010***

La Centrale Fitzsimmons Creek a été mise en service commercial en janvier 2010. Voir la rubrique « 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 devait acquérir 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, dont la clôture a eu lieu le 29 mars 2010, les porteurs de parts du Fonds (sauf la Société) ont échangé leurs parts du Fonds à raison de 1,460 action ordinaire pour chaque part du Fonds qu'ils détenaient. On peut obtenir de plus amples renseignements concernant l'Arrangement dans la circulaire d'information conjointe datée du 17 février 2010 (la « **Circulaire d'information conjointe** »), déposée sur le site Internet de SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et le site Internet de la Société au [www.innergex.com](http://www.innergex.com).

Immédiatement après la clôture de l'Arrangement, la Société a procédé à une restructuration d'entreprise aux termes de laquelle, notamment, i) Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation (la « **Fiducie** ») a distribué la totalité de son actif et transféré la totalité de son passif au Fonds et a par conséquent cessé d'exister; et ii) le Fonds a ensuite distribué la totalité de son actif et transféré la totalité de son passif à la Société.

Le 1<sup>er</sup> février 2010, M. Gilles Lefrançois, fondateur et ancien président exécutif du conseil d'administration de la Société, a officiellement annoncé qu'il prenait sa retraite en tant que membre du personnel 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. M. Lefrançois continuera de mettre son expérience et ses connaissances au service de la Société en tant que conseiller spécial pendant la période de douze mois qui suit son départ à la retraite.

Le 8 mars 2010, la Société a clôturé un placement (le « **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 des Débentures est le 30 avril 2017. Les Débentures portent intérêt au taux annuel de 5,75 %, payable semestriellement, et sont convertibles au gré du porteur en Actions ordinaires au prix de conversion de 10,65 \$ l'action ordinaire. Le 16 mars 2010, les Preneurs fermes (au sens des présentes) ont exercé une option de surallocation leur permettant de souscrire 10,5 millions de dollars de capital supplémentaire, portant à 80,5 millions de dollars le produit brut total du Placement.

Le 11 mars 2010, British Columbia Transmission Corporation (« **BC Hydro** ») a retenu la Société pour la conclusion d'un CAÉ à l'égard de trois projets hydroélectriques au fil de l'eau présentés dans le cadre du BC Clean Call, soit les projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et North Creek, d'une puissance installée nette totale prévue de 75,3 MW (puissance brute de 113,0 MW).

Le 23 avril 2010, la Centrale Ashlu Creek et la Centrale Fitzsimmons Creek ont obtenu la certification ÉcoLogo, confirmant du coup que les centrales obtiendront des paiements incitatifs dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE du gouvernement fédéral.

Le 29 avril 2010, la Société a réalisé un swap de taux d'intérêt dégressif différé de 110,0 millions de dollars à l'égard de la Centrale Ashlu Creek. Parallèlement, la Société a conclu des accords de swap de taux d'intérêt dégressif différé, fixant ainsi le taux d'intérêt du swap à 4,70 % à compter de la date d'effet du 30 septembre 2010 jusqu'à la fin du calendrier d'amortissement de la dette à long terme en juin 2035.

Le 1<sup>er</sup> juin 2010, la Société a donné un avis de démarrage des travaux aux fournisseurs d'éoliennes et à l'entrepreneur de la partie classique de la centrale, donnant ainsi le coup d'envoi à la phase de construction des parcs éoliens Montagne-Sèche, Gros-Morne Phase I et Gros-Morne Phase II.

Le 7 juillet 2010, la Société a annoncé qu'elle avait soumis huit projets pour le développement de parcs éoliens, en partenariat avec des organismes locaux et des municipalités. Ces nouveaux parcs éoliens, présentés dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution visant l'achat de 250 MW provenant de projets communautaires, représentent chacun un potentiel de puissance installée de 24,6 MW et seraient mis en service à compter de décembre 2013. Les municipalités ou organismes locaux détiendront des participations de 30 % à 50 % dans leurs projets de parcs éoliens respectifs. Hydro-Québec Distribution devrait annoncer les projets retenus en décembre 2010.

Le 23 août 2010, la Société a conclu une entente avec un syndicat de prise ferme dirigé par BMO Nesbitt Burns Inc. et Valeurs Mobilières TD Inc., aux termes de laquelle les preneurs fermes ont convenu de souscrire, par voie de prise ferme, 3 400 000 actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A (les « **Actions série A** ») de la Société au prix de 25,00 \$ l'Action série A pour un produit brut total de 85 millions de dollars.

#### *HISTORIQUE DE L'ENTREPRISE POUR LES TROIS DERNIERS EXERCICES*

##### 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. Le 23 avril 2010, la Centrale Ashlu Creek a reçu sa certification ÉcoLogo, confirmant du coup que la centrale recevra des paiements incitatifs dans le cadre de l'initiative ÉcoÉnergie du gouvernement fédéral. 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 Creek*

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 23 avril 2010, la Centrale Fitzsimmons Creek a reçu sa certification ÉcoLogo, confirmant du coup que la centrale recevra des paiements incitatifs dans le cadre de l'initiative ÉcoÉnergie du gouvernement fédéral.



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. Voir 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.

#### 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 ⅔ % 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. La Société détient ainsi 66 ⅔ % des Actions ordinaires émises et en circulation de Creek Power, tandis que le Ledcor détient l'autre participation de 33 ⅓ %.

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.

#### *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 « **Parc éolien Carleton** »). 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 ÉcoLogo lui permettant de bénéficier de l'Initiative écoÉNERGIE 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. Voir « 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 ÉcoLogo en décembre 2008 et est admissible aux bénéfices de l'Initiative écoÉNERGIE du gouvernement fédéral canadien pour le développement d'énergie renouvelable au Canada. Voir « 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*, soit le projet Hurley River, le projet Gun Creek, le Projet Upper Lillooet River, le Projet Boulder Creek et le Projet North Creek, pour une puissance brute estimative de 195 MW. Le 11 mars 2010, BC Hydro a annoncé que trois de ces Projets potentiels hydroélectriques, soit le Projet Upper Lillooet River, le Projet Boulder Creek et le Projet North Creek, totalisant 113 MW, avaient été retenus en vue de la conclusion de CAÉ. 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 ⅔ % dans ces trois Projets potentiels.

### *Acquisition d'IHI Hydro Inc.*

Le 29 mai 2008, le Fonds a mené à terme l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation d'IHI Hydro Inc. (« IHI ») auprès du Groupe TD Capital Limitée moyennant un prix d'acquisition global de 14 481 924 \$. Comme IHI détenait une participation de 24,9 % dans Innergex Holding, Société en commandite, cette acquisition porte à 100 % la participation directe et indirecte du Fonds dans les Centrales Portneuf, Chaudière, Saint-Paulin et Batawa.

### Exercice 2007

#### *Premier appel public à l'épargne*

Le 6 décembre 2007, la Société a réalisé son premier appel public à l'épargne (le « **PAPE** ») visant 10 455 000 Actions ordinaires à un prix de 11,00 \$ l'Action ordinaire (le « **Prix du PAPE** ») pour un produit brut total de 115 005 000 \$. En outre, simultanément à la clôture du PAPE, la Société a émis au total 5 342 620 Actions ordinaires au Prix du PAPE à Régime de rentes du Mouvement Desjardins, Caisse de dépôt et Placement du Québec (« **CDPQ** »), 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** »). 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 PAPE, la Société a acheté, avec une tranche du produit du PAPE, 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** »).

#### *Acquisition de participations dans le Fonds*

Simultanément à la clôture du PAPE, Innergex II a vendu au Fonds la participation en copropriété indivise de 38 % dans le Parc éolien Baie-des-Sables de 109,5 MW et une participation en copropriété indivise de 38 % dans le Parc éolien L'Anse-à-Valleau de 100,5 MW. Par suite de l'Arrangement, la Société détient désormais indirectement ces participations dans le Parc éolien Baie-des-Sables et le Parc éolien L'Anse-à-Valleau.

### 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, les producteurs indépendants d'électricité jouent 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<sup>er</sup> avril 2007 et le 31 mars 2011.

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

En réponse à la tendance à long terme en faveur de politiques plus sévères 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 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 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 projets éoliens communautaires** »). Le 7 juillet 2010, la Société a annoncé la soumission de huit projets pour le développement de parcs éoliens, en partenariat avec des organismes locaux et des municipalités dans le cadre de cet appel d'offre, soit un potentiel de puissance installée de 24,6 MW chacun. Les sociétés retenues dans le cadre de cet appel d'offres devraient être annoncées en décembre 2010.

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 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.

Le 3 juin 2010, l'assemblée législative de la Colombie-Britannique a adopté la loi intitulée *Clean Energy Act* du gouvernement de la Colombie-Britannique, approuvant ainsi ces CAÉ.

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. Le 15 juillet 2010, BC Hydro a annoncé ses recommandations à l'égard des mises à jour et des modifications de son programme POS. BC Hydro recommande notamment d'augmenter la tarification et la puissance permises (de 9,9 MW à 15,0 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.

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 cinq 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 fabricants 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 :

Production annuelle (MWh) = puissance de la turbine (MW) x nombre d'heures d'une année (h) x 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 %.

### *ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL*

La Société fait principalement affaire dans le secteur de l'énergie au Canada et est tributaire de l'offre et de la demande d'électricité dans les provinces où elle fait affaire, de la disponibilité des lignes de transport import/export et de 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, en date du 31 juillet 2010, ont une durée moyenne pondérée restante de 17,3 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.

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

##### *VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE*

Conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR ») et à la législation en valeurs mobilières canadienne, les résultats financiers historiques de la Société sont ceux du Fonds, qui s'est porté acquéreur de la Société dans le cadre de l'Arrangement par voie d'une prise de contrôle inversée.

La Société a trois secteurs isolables : i) la production d'énergie hydroélectrique, ii) la production d'énergie éolienne et iii) l'aménagement 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 exploitation à des entreprises de services publics. Par l'entremise de son secteur d'aménagement de sites, la Société analyse des sites potentiels et aménage des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens jusqu'au stade de la mise en service.

Les activités de production d'énergie hydroélectrique du Fonds ont dégagé des produits d'exploitation de 41 832 932 \$ pour l'exercice 2009 et de 42 690 509 \$ pour l'exercice 2008, soit respectivement 71,36 % et 71,83 % du total des produits d'exploitation générés par le Fonds. Les activités de production d'énergie éolienne du Fonds ont dégagé des produits d'exploitation de 16 792 282 \$ pour l'exercice 2009 et de 16 739 952 \$ pour l'exercice 2008, soit respectivement 28,64 % et 28,17 % du total des produits d'exploitation générés par le Fonds.

Pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2010 au 30 juin 2010, i) les activités de production d'énergie hydroélectrique de la Société ont dégagé des produits d'exploitation de 28 012 556 \$, soit 73 % du total des produits d'exploitation de la Société, ii) les activités de production d'énergie éolienne ont dégagé des produits d'exploitation de 10 361 522 \$, soit 27 % du total des produits d'exploitation de la Société et iii) les activités d'aménagement de sites de la Société n'ont dégagé aucun produit d'exploitation. Conformément aux PCGR du Canada, les résultats financiers présentés dans le présent paragraphe sont ceux du Fonds pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2010 au 29 mars 2010 (la date de clôture de l'Arrangement), et ceux de la Société en tant qu'entité issue du regroupement pour la période du 30 mars 2010 jusqu'au 30 juin 2010.

## 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 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 et pour lesquels une proposition a été soumise aux termes d'une Demande de propositions ou pourrait être soumise dans le cadre du POS de BC Hydro ou du Feed-in Tariff Program de la province d'Ontario (les « **Projets potentiels** »). Le portefeuille de projets de la Société se compose de 17 Installations en exploitation, de sept Projets en développement et d'un certain nombre de Projets potentiels.

La Société prévoit continuer à détenir et à exploiter ses Projets en développement et Projets potentiels au fur et à mesure qu'ils deviennent opérationnels.

La puissance nette prévue de la Société, pondérée en fonction de ses participations, représente 202,9 MW de la puissance de 432,9 MW de ses Projets en développement et environ 2 000 MW de la puissance de plus de 2 100 MW de ses Projets potentiels.

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).

### INSTALLATIONS EN EXPLOITATION

La Centrale Saint-Paulin, la Centrale Windsor, la Centrale Chaudière, la Centrale Montmagny, les Centrales Portneuf, la Centrale Glen Miller, la Centrale Batawa, la Centrale Rutherford Creek, la Centrale Ashlu Creek et la Centrale Horseshoe Bend sont des Installations en exploitation appartenant en propriété exclusive à la Société. La Société détient des participations financières dans la Centrale Umbata Falls (49 %), la Centrale Fitzsimmons Creek (66 ⅔ %), le Parc éolien Baie-des-Sables (38 %), le Parc éolien L'Anse-à-Valleau (38 %) et le Parc éolien Carleton (38 %). Toutes les Installations en exploitation sont exploitées en vertu de CAÉ à prix fixe à long terme conclus avec des cocontractants de premier ordre. Les 14 centrales hydroélectriques en exploitation totalisent une puissance installée nette de 204,1 MW (puissance brute de 218,3 MW) et les trois parcs éoliens en exploitation totalisent une puissance installée nette de 121,4 MW (puissance brute de 319,5 MW). Les Installations en exploitation sont présentées dans le tableau suivant et plus amplement décrites ci-après :

<u>Province</u>	<u>Centrale</u>	<u>Puissance brute (MW)</u>	<u>Participations <sup>1)</sup></u>	<u>Acheteur d'électricité</u>	<u>Production moyenne à long terme estimative (MWh)</u>	<u>Expiration du CAÉ <sup>2)</sup></u> (Années)	<u>Prix moyen de l'électricité (exercice 2009) <sup>3)</sup></u> (\$ par MWh)
<b>Centrales hydroélectriques</b>							
Québec	Saint-Paulin	8,0	100 %	Hydro-Québec	41 082	2014	70,60
Québec	Windsor	5,5	100 %	Hydro-Québec	31 000	2016	82,63
Québec	Chaudière	24,0	100 %	Hydro-Québec	116 651	2019	73,59
Québec	Montmagny	2,1	100 %	Hydro-Québec	8 000	2021	75,43
Québec	Portneuf - 1	8,0	100 %	Hydro-Québec	40 822	2021	71,87

<u>Province</u>	<u>Centrale</u>	<u>Puissance brute (MW)</u>	<u>Participations <sup>1)</sup></u>	<u>Acheteur d'électricité</u>	<u>Production moyenne à long terme estimative (MWh)</u>	<u>Expiration du CAÉ <sup>2)</sup> (Années)</u>	<u>Prix moyen de l'électricité (exercice 2009) <sup>3)</sup> (\$ par MWh)</u>
<b>Centrales hydroélectriques</b>							
Québec	Portneuf - 2	9,9	100 %	Hydro-Québec	68 496	2021	71,87
Québec	Portneuf - 3	8,0	100 %	Hydro-Québec	42 379	2021	71,87
Ontario	Glen Miller	8,0	100 %	OPA	41 606	2025	67,12
Ontario	Umbata Falls	23,0	49 %	OPA	109 102	2028	83,40
Ontario	Batawa	5,0	100 %	OPA	32 938	2029	62,03
C.-B.	Rutherford Creek	49,9	100 %	BC Hydro	180 000	2024	55,05
C.-B.	Ashlu Creek	49,9	100 %	BC Hydro	265 000	2039	74,74
C.-B.	Fitzsimmons Creek	7,5	66 ⅔ %	BC Hydro	33 000	2050	s.o. <sup>4)</sup>
Idaho (É.-U.)	Horseshoe Bend	9,5	100 %	Idaho Power	46 800	2030	77,45
Sous-total :		218,3			1 056 770		
<b>Parcs éoliens</b>							
Québec	Baie-des-Sables	109,5	38 %	Hydro-Québec	298 317	2026	78,66
Québec	L'Anse-à-Valleau	100,5	38 %	Hydro-Québec	298 000	2027	78,46
Québec	Carleton	109,5	38 %	Hydro-Québec	340 523	2028	80,59
Sous-total :		319,5			936 840		
<b>Total :</b>		<b>537,8</b>			<b>1 993 610</b>		

- 1) La Société contrôle conjointement avec d'autres partenaires la Centrale Umbata Falls, la Centrale Fitzsimmons Creek, le Parc éolien Baie-des-Sables, le Parc éolien L'Anse-à-Valleau et le Parc éolien Carleton.
- 2) Pour plusieurs Installations en exploitation, les CAÉ sont renouvelables à l'expiration de leur durée initiale pour une période additionnelle de 20 à 25 ans. Toutefois, les CAÉ des centrales Umbata Falls, Rutherford Creek, Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek, Horseshoe Bend, Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton 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.
- 3) Les centrales Umbata Falls, Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek et les parcs éoliens Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton ont obtenu la certification EcoLogo et sont admissibles à l'initiative écoÉnergie prévoyant un paiement incitatif de 10 \$ le MWh pour leurs dix premières années d'exploitation. Pour les parcs éoliens Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton, Hydro-Québec a le droit, en vertu du CAÉ, de recevoir 75 % du total des paiements incitatifs que ces parcs éoliens reçoivent dans le cadre de l'initiative écoÉnergie ou d'un programme analogue. Le prix moyen de l'électricité comprend le paiement incitatif net. Voir « Survol de l'industrie et tendances du marché – Énergie renouvelable au Canada – Appui du gouvernement fédéral à l'énergie renouvelable au Canada ».
- 4) La Centrale Fitzsimmons Creek a été mise en service commercial le 26 janvier 2010. Le prix de base de l'électricité que BC Hydro doit payer aux termes du CAÉ de la Centrale Fitzsimmons Creek du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2010 est de 85,04 \$ par MWh. Le prix de base de l'électricité ne comprend pas le paiement incitatif net dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE.

## Installations hydroélectriques en exploitation

### *A. Centrale Saint-Paulin (Québec – participation exclusive)*

#### Description

La Centrale Saint-Paulin est une installation de production hydroélectrique simple au fil de l'eau d'une puissance installée totale de 8 MW. La Centrale Saint-Paulin est située dans la municipalité de Saint-Paulin, environ 20 kilomètres à l'ouest de Shawinigan (Québec).

La Centrale Saint-Paulin exploite l'eau de la Rivière-du-Loup qui prend sa source dans la réserve faunique Mastigouche, au nord de Saint-Paulin, et dont le bassin hydrographique totalise 1 372 kilomètres carrés.

Le site où se trouve la Centrale Saint-Paulin est connu dans la région comme les chutes à Magnan. La structure en béton dotée de grilles d'entrée de la prise d'eau est érigée sur la rive ouest de la rivière. L'architecture de la centrale s'intègre bien à son environnement et abrite une turbine horizontale à deux distributeurs mobiles de type Francis. La Centrale Saint-Paulin est entièrement automatisée et peut être exploitée localement ou à distance. La Centrale Saint-Paulin est reliée au réseau d'Hydro-Québec au moyen d'une courte ligne aérienne.

Dans le cadre d'un projet avec Concept Éco-Plein-Air Le Baluchon Inc. (« **Baluchon** »), Innergex S.E.C. a apporté un certain nombre d'améliorations au site relativement à son potentiel récréatif et à son accessibilité au public, dont deux ponts piétonniers, un à la tête des chutes et l'autre 500 mètres en aval. Un réseau de sentiers a également été aménagé sur les deux rives permettant l'accès aux ponts. Un certain nombre de points de vue sur les chutes ont également été aménagés.

#### Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Baluchon a initialement acquis les droits d'utilisation du site de la Centrale Saint-Paulin, sauf les droits d'utilisation du lit de la rivière et des eaux, auprès de La Compagnie d'électricité Shawinigan (une filiale d'Hydro-Québec) aux termes d'un bail emphytéotique signé le 14 décembre 1993 et modifié le 18 mai 1994 (le « **Bail emphytéotique Saint-Paulin** »). Aux termes du Bail emphytéotique Saint-Paulin, Baluchon s'est engagé à apporter des améliorations à la propriété louée, notamment la construction d'une centrale et d'un barrage hydroélectriques. Le Bail emphytéotique Saint-Paulin a une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service commerciale de la Centrale Saint-Paulin et qui prendra fin en même temps que le CAÉ Saint-Paulin le 29 novembre 2014. Le Bail emphytéotique Saint-Paulin peut être reconduit pour une durée additionnelle de 20 ans, aux mêmes conditions si le CAÉ Saint-Paulin est également renouvelé pour la même période.

Baluchon a loué le site de la Centrale Saint-Paulin, sauf les droits d'utilisation du lit de la rivière et des eaux, à Innergex S.E.C. aux termes d'un Contrat de location et de droits superficiaires signé le 29 décembre 1993 (le « **Bail superficiaire** »), aux termes duquel Innergex S.E.C. a notamment acquis des droits pour la construction et l'exploitation de la Centrale Saint-Paulin. Le Bail superficiaire a une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service commerciale de la Centrale Saint-Paulin et prendra fin en même temps que le CAÉ Saint-Paulin le 29 novembre 2014. Le Bail superficiaire peut être reconduit pour une durée additionnelle de 20 ans si le CAÉ Saint-Paulin est également renouvelé pour la même période. Aux termes du Bail superficiaire, Innergex S.E.C. a pris en charge la totalité des obligations de Baluchon aux termes du Bail emphytéotique Saint-Paulin, y compris la construction de la centrale électrique et le paiement de la redevance payable par Baluchon à La Compagnie d'électricité Shawinigan.

Les droits d'utilisation du lit de la rivière et des eaux à l'égard de la Centrale Saint-Paulin ont été cédés à Baluchon aux termes d'un contrat de location des forces hydrauliques intervenu entre Baluchon et le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement et de la Faune en date du 23 août 1996 (le « **Contrat de location Baluchon** »). Innergex S.E.C. est intervenue au Contrat de location Baluchon aux fins d'assumer toutes les obligations de Baluchon qui y sont prévues. Baluchon et Innergex S.E.C. ont également conclu une entente aux termes de laquelle tous les droits et toutes les obligations de Baluchon prévus au Contrat de location Baluchon ont été cédés et les droits d'utilisation du lit de la rivière et des eaux à l'égard de la Centrale Saint-Paulin ont été conférés à Innergex S.E.C. (le « **Contrat de location Innergex** »). Le Contrat de location Baluchon expire en même temps que le CAÉ Saint-Paulin le 29 novembre 2014 et le Contrat de location Innergex expire en même temps que le Bail superficiaire. Le Contrat de location Baluchon peut être renouvelé pour une période additionnelle de 20 ans à des conditions devant être fixées par le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement et de la Faune.

À l'expiration ou à la résiliation du Bail emphytéotique Saint-Paulin, du Bail superficiaire, du Contrat de location Baluchon ou du Contrat de location Innergex, les installations et autres améliorations érigées sur les lieux deviendront la propriété de Baluchon, de La Compagnie d'électricité Shawinigan ou du gouvernement du Québec, selon la nature du droit éteint visé.

#### Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité produite par la Centrale Saint-Paulin (le « **CAÉ Saint-Paulin** ») a une durée initiale de 20 ans expirant le 29 novembre 2014 et peut être renouvelé pour une autre période n'excédant pas 20 ans. La quantité d'énergie annuelle minimum convenue devant être livrée à Hydro-Québec aux termes du CAÉ Saint-Paulin est de 29 609 MWh et la quantité d'énergie annuelle maximum convenue devant être livrée est de 45 552 MWh pour une année de 365 jours.

Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Saint-Paulin et est rajusté le 1<sup>er</sup> décembre de chaque année, suivant la variation de l'IPC d'une année à l'autre, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % par année et d'une augmentation maximale de 6 % par année.

#### *B. Centrale Windsor (Québec – participation exclusive)*

##### Description

La Centrale Windsor est une installation de production d'hydroélectricité au fil de l'eau d'une puissance installée de 5,5 MW. Elle est située sur la rivière St-François, près de la ville de Windsor (la « **Centrale Windsor** »). La Centrale Windsor a été mise en service commercial en 1996, et la Fiducie l'a acquise le 27 avril 2004.

La Centrale Windsor exploite l'eau des rivières Saint-François, Magog, Massawippi et Coaticook, dont le bassin hydrographique en amont s'étend sur quelque 8 150 kilomètres carrés et comprend les lacs Saint-François, Aylmer et Memphrémagog. À l'endroit où se trouve présentement la Centrale Windsor existait autrefois une vieille centrale située à l'emplacement d'une usine de papier de la société Domtar. Cette ancienne usine a été démolie et la centrale hydroélectrique a été complètement remise à neuf et est désormais entièrement automatisée et peut être exploitée localement et à distance. L'énergie produite est acheminée au réseau d'Hydro-Québec à l'aide d'une courte ligne aérienne.

##### Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Le site de la Centrale Windsor, les forces hydrauliques, le lit de la rivière ainsi que les terrains le long de la rivière appartiennent toujours à Domtar. Les droits sur ces éléments permettant l'exploitation de la centrale ont toutefois été cédés à Hydro-Windsor en vertu d'un bail emphytéotique d'une durée de 42 ans, qui viendra à échéance le 6 juin 2036.

#### Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité payable par Hydro-Québec produite par la Centrale Windsor (le « **CAÉ Windsor** ») a une durée initiale de 20 ans expirant le 28 mai 2016 et il peut être renouvelé pour une autre période n'excédant pas 20 ans. L'électricité devant être livrée chaque année par la Centrale Windsor au cours d'une année type s'élève à 31 000 MWh. La quantité d'énergie annuelle minimum convenue devant être livrée par la Centrale Windsor aux termes du CAÉ Windsor est de 26 280 MWh et la quantité d'énergie annuelle maximum convenue est de 43 800 MWh.

Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Windsor et est rajusté le 1<sup>er</sup> décembre de chaque année, suivant le taux d'inflation de l'IPC, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % par année et d'une augmentation maximale de 6 % par année. Hydro-Québec paie une prime au titre de la puissance pour l'électricité livrée pendant l'hiver calculée en fonction d'une formule prévue dans le CAÉ Windsor.

### *C. Centrale Chaudière (Québec – participation exclusive)*

#### Description

La Centrale Chaudière est une installation de production hydroélectrique simple au fil de l'eau d'une puissance installée totale de 24 MW située sur la rivière Chaudière, près de la municipalité de Lévis (Québec) sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent (la « **Centrale Chaudière** »).

La Centrale Chaudière exploite l'eau de la rivière Chaudière dont le bassin hydrographique en amont s'étend sur quelque 6 605 kilomètres carrés et comprend le lac Mégantic et la rivière Beaurivage.

La Centrale Chaudière abrite deux turbines horizontales de type Kaplan double réglage. La centrale est entièrement automatisée et peut être exploitée localement ou à distance. La centrale est située sur la rive ouest de la rivière Chaudière et l'énergie produite est acheminée au réseau d'Hydro-Québec au moyen d'une ligne aérienne de 200 mètres.

#### Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Innergex S.E.C. est partie à un contrat d'achat et de location signé le 12 mars 1998 avec le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement et de la Faune relativement à l'achat de certaines parcelles de terrain et du barrage existant et de l'équipement qui s'y trouve, et à la location de certaines parcelles de terrain, des forces hydrauliques et d'une partie du lit de la rivière Chaudière (le « **Contrat de location Chaudière** »). Le Contrat de location Chaudière a une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service commerciale de la Centrale Chaudière et expire en même temps que le CAÉ Chaudière le 14 mars 2019. Le Contrat de location Chaudière peut être renouvelé pour une période additionnelle de 20 ans à des conditions devant être fixées par le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement et de la Faune. Le Contrat de location Chaudière confère également des droits d'inondation des rives de la rivière faisant partie du domaine public, ainsi que des droits de passage et l'emprise des lignes électriques.

Le Contrat de location Chaudière peut être résilié par le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement et de la Faune, notamment à la résiliation du CAÉ Chaudière.

#### Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité produite par la Centrale Chaudière (le « **CAÉ Chaudière** ») a une durée initiale de 20 ans expirant le 14 mars 2019 et peut être renouvelé pour une autre période n'excédant pas 20 ans. La quantité d'énergie annuelle minimum convenue devant être livrée par la Centrale Chaudière aux termes du CAÉ Chaudière est de 78 577 MWh et la quantité d'énergie annuelle maximum convenue est de 130 962 MWh pour une année de 365 jours.

Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Chaudière et est rajusté le 1<sup>er</sup> décembre de chaque année, suivant la variation de l'IPC d'une année à l'autre, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % par année et d'une augmentation maximale de 6 % par année. Hydro-Québec



paie une prime au titre de la puissance pour l'électricité livrée pendant l'hiver calculée en fonction d'une formule prévue dans le CAÉ Chaudière.

*D. Centrale Montmagny (Québec – participation exclusive)*

Description

La Centrale Montmagny est une installation de production d'hydroélectricité simple au fil de l'eau d'une puissance installée de 2,1 MW. Elle est située sur la Rivière du Sud, dans la municipalité de Montmagny sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, entre Québec et Rivière-du-Loup. La Centrale Montmagny a été mise en service en mai 1996, et Innergex Montmagny S.E.C. l'a acquise le 19 décembre 2000 auprès d'Hydro Montmagny Inc.

La Centrale Montmagny exploite l'eau de la Rivière du Sud, dont le bassin hydrographique s'étend sur quelque 1 927 kilomètres carrés. La centrale a été modernisée en 2001 et est désormais entièrement automatisée et peut être exploitée localement et à distance. L'énergie produite est acheminée au réseau d'Hydro-Québec à l'aide d'une courte ligne aérienne. Par suite des améliorations qui lui ont été apportées en 2005, la centrale abrite trois turbines de type Kaplan simple réglage et deux de type Kaplan double réglage.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Hydro Montmagny Inc. était initialement partie à un Contrat de location signé le 1<sup>er</sup> juin 1995 et modifié le 27 juillet 1995 avec le ministre des Ressources naturelles relativement à la location des forces hydrauliques et d'une partie du lit de la Rivière du Sud; ce Contrat de location a été cédé à Innergex Montmagny S.E.C. (alors appelée Innergex II, société en commandite) le 19 décembre 2000 (le « **Contrat de location Montmagny** »). Le Contrat de location Montmagny a une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service commerciale de la Centrale Montmagny et expire le 23 mai 2016. Le Contrat de location Montmagny peut être renouvelé pour une période additionnelle de 20 ans à des conditions devant être fixées par le ministre des Ressources naturelles.

Les frais sont rajustés chaque année selon le taux d'inflation de l'IPC pour le Canada. Le ministre des Ressources naturelles peut résilier le Contrat de location Montmagny, notamment à la résiliation du CAÉ Montmagny. À l'expiration de la durée ou à la résiliation du Contrat de location Montmagny, les installations et autres améliorations érigées sur les lieux deviendront la propriété du gouvernement du Québec, à moins que ce dernier ne renonce à ce droit.

Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité payable par Hydro-Québec produite par la Centrale Montmagny (le « **CAÉ Montmagny** ») a une durée initiale de 25 ans expirant le 28 mai 2021 et il peut être renouvelé pour une autre période n'excédant pas 25 ans. Le CAÉ Montmagny ne précise pas de livraison de quantité d'énergie annuelle minimum.

Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Montmagny et est rajusté le 1<sup>er</sup> décembre de chaque année, suivant le taux d'inflation de l'IPC, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % par année et d'une augmentation maximale de 6 % par année. Hydro-Québec paie une prime au titre de la puissance pour l'électricité livrée pendant l'hiver calculée en fonction d'une formule prévue dans le CAÉ Montmagny.

## E. Centrales Portneuf (Québec – participation exclusive)

### Description

Les Centrales Portneuf se composent de trois installations de production hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée totale de 25,9 MW. Les Centrales Portneuf sont situées sur la rivière Portneuf à Sainte-Anne-de-Portneuf et Saint-Paul-du-Nord-Sault-au-Mouton dans la Seigneurie des Milles-Vaches créée en 1664, qui comprend des droits sur les terrains, le lit de la rivière et les ressources hydrauliques et halieutiques. La rivière Portneuf a un bassin hydrographique effectif de 3 110 kilomètres carrés et prend sa source dans le lac Portneuf. Sainte-Anne-de-Portneuf est située 300 kilomètres à l'est de la ville de Québec.

La centrale PN-1 est située 4 kilomètres en amont de l'embouchure de la rivière à la Chute du Quatre-Milles. La centrale PN-1 a une puissance installée de 8 MW. La centrale est érigée sur la rive est et abrite deux turbines de type Kaplan en « S » double réglage.

La centrale PN-2 est située à la Chute Philiass, 6,5 kilomètres plus en amont de la centrale PN-1. Le site a été aménagé à l'aide d'un déversoir de dérivation, d'une prise d'eau et d'un tunnel d'une longueur de 800 mètres jusqu'à la centrale en aval qui abrite deux turbines horizontales de type Francis double. La centrale PN-2 a une puissance installée de 9,9 MW.

La centrale PN-3 est située au Rapide des Crans Serrés, 19,5 kilomètres plus en amont de la centrale PN-2 sur la rivière Portneuf. La centrale est érigée sur la rive est et abrite deux turbines de type Kaplan en « S » double réglage.

Les Centrales Portneuf sont entièrement automatisées et peuvent être exploitées localement ou à distance et sont reliées au réseau d'Hydro-Québec à un point d'interconnexion à Portneuf-sur-Mer au moyen d'une ligne de transport privée.

### Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Le 15 août 1991, Innergex inc. a conclu un bail emphytéotique avec Stone-Container (Canada) Inc. visant les droits d'aménagement des centrales PN-1, PN-2 et PN-3 sur la rivière Portneuf; ce bail emphytéotique a été modifié le 31 octobre 1991, cédé par Innergex inc. à Innergex S.E.C. le 21 mai 1993 et de nouveau modifié par la suite (le « **Bail emphytéotique Portneuf** »). Le 26 janvier 2002, Stone-Container (Canada) Inc. a vendu le site à 3908666 Canada Inc.

Aux termes du Bail emphytéotique Portneuf, un droit sur le terrain et des droits d'aménagement connexes ont été conférés à Innergex S.E.C. relativement aux Centrales Portneuf, y compris l'ensemble des éléments d'actif, droits de passage, forces hydrauliques et autres droits relatifs aux lieux loués, et Innergex S.E.C. s'est engagée à apporter des améliorations au site, notamment la construction de trois centrales et barrages. Le Bail emphytéotique Portneuf expire le 31 décembre 2025 et il peut être reconduit, au gré d'Innergex S.E.C., pour une période additionnelle de 25 ans, aux mêmes conditions.

À l'expiration de la durée ou à la résiliation du Bail emphytéotique Portneuf, les installations et les autres améliorations érigées sur les lieux deviendront la propriété de 3908666 Canada Inc., à moins que cette dernière ne renonce à ses droits.

### Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité produite par les Centrales Portneuf (le « **CAÉ Portneuf** ») a une durée initiale de 25 ans expirant le 3 mai 2021 et il peut être renouvelé pour une autre période n'excédant pas 25 ans. La quantité

d'énergie annuelle minimum convenue devant être livrée par les Centrales Portneuf aux termes du CAÉ Portneuf est de 106 478 MWh et la quantité d'énergie annuelle maximum convenue est de 163 812 MWh pour une année de 365 jours.

Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Portneuf et est rajusté le 1<sup>er</sup> décembre de chaque année, suivant le taux de l'inflation de l'IPC, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % par année et d'une augmentation maximale de 6 % par année.

Le 27 septembre 2002, Hydro-Québec a entamé des travaux de détournement partiel des eaux des affluents naturels de la rivière Portneuf vers le bassin de la rivière Bersimis, réduisant en fait le débit disponible pour les Centrales Portneuf. Depuis cette date, les pénalités payables pour la livraison de quantités inférieures à la quantité d'énergie annuelle minimum convenue ne s'appliquent plus. Si l'on tient compte du fait que le débit de la rivière Portneuf est réduit à un point tel que le volume d'eau disponible pour la production d'électricité par les Centrales Portneuf s'en trouve réduit, le CAÉ Portneuf prévoit qu'Innertex S.E.C. sera indemnisée en espèces pour le manque à gagner directement attribuable au détournement.

#### *F. Centrale Glen Miller (Ontario – participation exclusive)*

##### Description

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 (la « **Centrale Glen Miller** »), 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.

##### Droits d'utilisation des sites et de l'eau

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 fixés par les parties. 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<sup>e</sup> siècle et qu'à ce titre, elle a acquis le droit de produire de l'électricité sur ce site, aucun paiement n'étant dû aux autorités provinciales ou fédérales qui autrement 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 publiée datée du 16 novembre 2004, la ville de Quinte West a accordé à Glen Miller LP la permission d'empiéter sur un chemin municipal afin de maintenir un mur de soutènement conformément au plan enregistré du site.

Glen Miller LP détient un Permis d'occupation de Parcs Canada expirant le 1<sup>er</sup> août 2025 et autorisant la Centrale Glen Miller à occuper une partie des terres de réserve du Trent-Severn Waterway à des fins d'inondation dans le contexte de la production d'hydroélectricité. Pour une période de 20 ans un loyer annuel nominal fixe représentant

0,7 % du prix du CAÉ initial (une tranche de 15 % est indexée en fonction de l'IPC) est payable annuellement aux termes de ce Permis d'occupation.

#### Contrat d'achat d'électricité

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 suivant le 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 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier de l'année précédente.

#### *G. Centrale Umbata Falls (Ontario – participation de 49 %)*

##### Description

La Centrale Umbata Falls est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 23 MW (la « **Centrale Umbata Falls** »). La centrale est située sur la rivière White, affluent du lac Supérieur, à environ 30 kilomètres au sud-est de Marathon, en Ontario. Elle a été mise en service commercial le 12 novembre 2008. L'équipement de production se compose de deux turbines de type Sam Kaplan à axe horizontal de 11,8 MW 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 L.P. 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 d'autres services connexes.

##### Droits d'utilisation des sites et de l'eau

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 son 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 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 qui est valide jusqu'au 8 septembre 2025.

#### Contrat d'achat d'électricité

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 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier de l'année précédente.

#### *H. Centrale Batawa (Ontario – participation exclusive)*

##### Description

La Centrale Batawa est une installation de production hydroélectrique simple au fil de l'eau d'une puissance installée de 5 MW située sur la voie navigable Trent-Severn, près de la municipalité de Trenton (Ontario) (la « **Centrale Batawa** »). IHI s'est portée acquéreur de Trent-Severn Power Corporation en juin 1998 et a, parallèlement à cette opération, conclu un contrat avec la direction d'Innergex inc. relativement à la prestation de services de développement et de gestion de projets. La Centrale Batawa a été mise en service en décembre 1999, mais son exploitation commerciale a commencé en mars 2000.

La Centrale Batawa exploite l'eau de la voie navigable Trent-Severn, dont le bassin hydrographique s'étend sur quelque 12 500 kilomètres carrés et comprend les lacs suivants : Balsam, Sturgeon, Buckhorn, Stony et Rice.

La Centrale Batawa abrite une turbine de type Kaplan double réglage. Cette centrale est entièrement automatisée et peut être exploitée localement ou à distance. L'énergie produite est acheminée au réseau de distribution d'Hydro-One Networks Inc. au moyen d'une courte ligne aérienne.

##### Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La Centrale Batawa a obtenu un Permis du gouvernement du Canada (ministre du Patrimoine canadien) lui permettant d'occuper le terrain et d'utiliser l'eau excédentaire pour la production d'énergie électrique (le « **Permis** »). Le Permis est valide du 1<sup>er</sup> janvier 2001 au 31 décembre 2030 et peut être renouvelé à des conditions devant être fixées par le ministre du Patrimoine canadien. Le loyer payable aux termes du Permis est rajusté chaque année selon le taux d'inflation de l'IPC pour le Canada pour les dix premières années, et il sera par la suite rajusté en fonction des taux de location alors en vigueur. Le loyer et les frais payables aux termes du Permis peuvent être révisés à l'occasion par le ministre du Patrimoine canadien.

##### Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité produite par la Centrale Batawa conclu avec la SFIÉO (le « **CAÉ Batawa** ») a une durée initiale de 30 ans expirant le 20 décembre 2029 et demeurera valide par la suite, sauf préavis d'annulation d'un an de l'une des parties à l'autre partie. Le CAÉ Batawa ne prévoit pas de livraison de quantité d'énergie annuelle minimum ou maximum.

Pour les dix premières années, le CAÉ Batawa établit une distinction entre « tarif de pointe » entre 7 h et 23 h, les jours de semaine, à l'exclusion des jours fériés, et les tarifs « hors pointe » en dehors de ces heures. Pour les 20 années subséquentes, le CAÉ Batawa prévoit des tarifs correspondant au plus élevé des tarifs applicables aux dix années précédentes et les tarifs applicables « aux nouveaux projets fondés sur les ressources renouvelables et les nouveaux projets de conversion énergétique haute efficacité », lesquels sont rajustés chaque année suivant l'indice des prix à la consommation pour l'Ontario tel qu'il est publié par Statistique Canada. Des discussions sont en cours avec le SFIÉO à l'égard des tarifs qui s'appliqueront pour les vingt prochaines années.

La SFIÉO peut interrompre son approvisionnement en énergie électrique produite par la Centrale Batawa et finalement résilier le CAÉ Batawa moyennant un avis raisonnable en cas de violation de l'une des conditions du CAÉ Batawa qui n'est pas corrigée dans le délai approprié.

La SFIÉO a fait savoir aux détenteurs des CAÉ existants qu'elle souhaite négocier la modification et/ou la mise à jour de ces contrats pour les adapter et les rendre compatibles au marché de l'électricité restructuré de l'Ontario, ou encore conclure de nouveaux CAÉ. La SFIÉO a soumis un CAÉ de remplacement à Trent-Severn Power Corporation. Outre les changements apportés en considération de la restructuration du marché de l'électricité en Ontario et les modifications apportées pour clarifier la position de la SFIÉO sur certaines questions contenues dans le CAÉ Batawa, les modalités du CAÉ de remplacement sont semblables à celles du CAÉ Batawa. Trent-Severn Power Corporation n'a pas encore signé le contrat de remplacement et a poursuivi ses activités et reçoit toujours des paiements aux termes du CAÉ Batawa depuis l'ouverture du nouveau marché de l'électricité en Ontario. La *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* ne comporte pas de dispositions expresses ayant trait au CAÉ Batawa ou pouvant avoir une incidence sur ce dernier.

#### *I. Centrale Rutherford Creek (Colombie-Britannique – participation exclusive)*

##### Description

La Centrale Rutherford Creek est une installation de production d'hydroélectricité au fil de l'eau d'une puissance installée de 49,9 MW. Elle est située au sud-ouest de Pemberton (Colombie-Britannique) à quelque 21 kilomètres au nord de Whistler et 130 kilomètres au nord de Vancouver. Rutherford Creek a un bassin hydrographique alimenté par les eaux de fonte des glaciers Appa et Ipsoot.

La construction de la Centrale Rutherford Creek a débuté en août 2002 et sa mise en service commercial a eu lieu le 31 mai 2004. La Centrale Rutherford Creek a été initialement acquise par le Fonds le 15 décembre 2005.

L'équipement de production comprend deux turbines de type Pelton verticales de 24,95 MW à six jets, d'un débit nominal de 17,2 m<sup>3</sup> à la seconde, alimentées par une conduite forcée de 9,3 km. L'énergie produite par la centrale est acheminée à la ligne de 230 kV de BC Hydro qui passe dans la vallée de la rivière Green.

##### Droits d'utilisation des sites et de l'eau

La Centrale Rutherford Creek est autorisée à dériver et à utiliser annuellement jusqu'à 18,4 m<sup>3</sup> d'eau à la seconde de Rutherford Creek et Ipsoot Creek aux termes d'un Permis conditionnel d'exploitation hydraulique délivré en vertu de la loi intitulée *Water Act* le 29 octobre 2002 tel que modifié le 31 janvier 2006. Le Permis conditionnel d'exploitation hydraulique demeurera en vigueur tant que Rutherford Creek LP i) continue d'utiliser l'eau aux termes de son permis; ii) verse son loyer annuel; et iii) respecte les conditions de son Permis et de la loi intitulée *Water Act*. La Centrale Rutherford Creek est située sur des terres de la Couronne qui font l'objet d'un bail d'occupation délivré par le *Ministry of Sustainable Resource Management* de la Colombie-Britannique en date du 13 octobre 2005 en vertu de la loi intitulée *Land Act*. Le bail d'occupation est d'une durée de 30 ans et viendra à échéance le 13 octobre 2035.

##### Contrat d'achat d'électricité

Le contrat d'achat d'électricité standard conclu le 12 juin 2002 avec BC Hydro (le « **CAÉ Rutherford Creek** ») a une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service commerciale et il est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas de violation importante du contrat. Le CAÉ Rutherford Creek prévoit l'achat par BC Hydro de toute l'électricité produite par la Centrale Rutherford Creek.

Le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année, le prix par MWh est augmenté ou diminué d'un pourcentage correspondant à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC du Canada au cours des 12 mois précédents à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004 et à chaque 1<sup>er</sup> janvier par la suite, pendant la durée du CAÉ Rutherford Creek.

BC Hydro a conservé sans coût supplémentaire tous les droits, titres, intérêts et avantages à l'égard de tous les droits verts et les droits de réduction des émissions.

*J. Centrale Ashlu Creek (Colombie-Britannique – participation exclusive)*

Description

La Centrale Ashlu Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 49,9 MW. 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 le 29 novembre 2009. L'équipement de production de la Centrale Ashlu Creek se compose de trois turbines de type Francis de 16,6 MW. La ligne de transport de 230 kV mesure environ 3 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.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

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 de la loi intitulée *Water Act* (Colombie-Britannique). Le Permis d'utilisation de l'eau a été délivré pour une période de 40 ans devant expirer le 9 juillet 2046. La Centrale Ashlu Creek est située principalement sur des terres publiques visées par un Permis d'occupation délivré aux termes de la loi intitulée *Land Act* (Colombie-Britannique). Le Permis est en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005 pour une période de cinq ans devant expirer le 31 décembre 2009. Le Permis d'occupation a été remplacé par un bail à long terme publié visant la centrale et les servitudes pour la ligne de transport, la conduite forcée et la prise d'eau. Le bail et les servitudes ont une durée de 30 ans et expirent le 29 novembre 2039.

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.

Contrat d'achat d'électricité

La Centrale Ashlu Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite pour les 30 années suivant 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 rajusté d'un pourcentage égal à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009 et à chaque 1<sup>er</sup> janvier par la suite pendant la durée du CAÉ de la Centrale Ashlu Creek.

*K. Centrale Fitzsimmons Creek (Colombie-Britannique – participation de 66 ⅔ %)*

Description

La Centrale Fitzsimmons Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 7,5 MW. 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 le 26 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 Leducor est propriétaire de la tranche restante de 33 ⅓ %. Voir « 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 ».

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.

#### Droits d'utilisation des sites et de l'eau

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 de la loi intitulée *Water Act* (Colombie-Britannique). Le Permis d'utilisation de l'eau a été délivré pour une période de 40 ans devant expirer le 10 avril 2048. La Centrale Fitzsimmons Creek est située sur des terres publiques visées par un Permis d'occupation délivré aux termes de la loi intitulée *Land Act* (Colombie-Britannique). Le Permis est en vigueur depuis le 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 à long terme publié 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.

#### Contrat d'achat d'électricité

La Centrale Fitzsimmons Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui y sera produite pour les 40 ans suivant 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 rajusté d'un pourcentage égal à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009 et à chaque 1<sup>er</sup> janvier par la suite pendant la durée du CAÉ de la Centrale Fitzsimmons Creek.

#### *L. Centrale Horseshoe Bend (Idaho (États-Unis) – participation exclusive)*

#### Description

La Centrale Horseshoe Bend est une installation de production d'hydroélectricité au fil de l'eau d'une puissance installée de 9,5 MW. Elle est située sur la rivière Payette, dans la municipalité de Horseshoe Bend, dans l'État de l'Idaho aux États-Unis (la « **Centrale Horseshoe Bend** »). La Centrale Horseshoe Bend a été mise en service commercial en 1995, et la Fiducie l'a acquise le 3 décembre 2004.

La Centrale Horseshoe Bend exploite l'eau de la rivière Payette dont le bassin hydrographique s'étend sur environ 5 776 kilomètres carrés en amont de la centrale. Trois rivières, North Fork, Middle Fork et South Fork, et deux réservoirs alimentent la rivière Payette. Ces rivières prennent leur source dans les sommets élevés du nord de l'Idaho. La centrale abrite cinq turbines simples stabilisées de type Kaplan en « S ». La centrale a été modernisée en



2005 et est maintenant entièrement automatisée et peut être exploitée localement et à distance. L'énergie produite est acheminée au réseau d'Idaho Power Company.

#### Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Les droits d'utilisation de l'eau de la rivière Payette à concurrence de 3 500 pieds cubes par seconde ont été accordés aux termes d'une licence émise par l'Idaho Department of Water Resources sous le numéro de licence 65-12563 et peuvent faire l'objet d'un nouvel examen à compter du 21 mai 2036.

#### Contrat d'achat d'électricité

Le CAÉ à l'égard de l'électricité payable par Idaho Power Company produite par la Centrale Horseshoe Bend (le « **CAÉ Horseshoe Bend** ») a une durée initiale de 35 ans expirant en 2030. Le 23 décembre 2005, la production annuelle prévue d'électricité devant être livrée par la Centrale Horseshoe Bend a augmenté de 11 % ou 4 800 kWh en raison des améliorations apportées à la centrale et elle est actuellement à 46 800 MWh. Le CAÉ Horseshoe Bend ne précise pas de livraison de quantité d'énergie annuelle minimum ou maximum.

Le prix de l'électricité livrée payable par Idaho Power Company est calculé selon une formule prévue dans le CAÉ Horseshoe Bend.

#### Parcs éoliens en exploitation

##### *A. Le Parc éolien Baie-des-Sables (Québec – participation de 38 %)*

#### Description

Le Parc éolien Baie-des-Sables est un Parc éolien de 109,5 MW situé à Baie-des-Sables et à Métis-sur-Mer, au Québec. La construction du Parc éolien Baie-des-Sables a commencé en mars 2006. Il a été mis en service commercial le 22 novembre 2006. La participation de 38 % des droits indivis dans le Parc éolien Baie-des-Sables a été initialement acquise par le Fonds le 6 décembre 2007.

Le Parc éolien compte 73 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Le Parc éolien Baie-des-Sables est relié au réseau d'Hydro-Québec au moyen d'une sous-station de 34,5 kV branchée à une ligne de transport de 230 kV sur 52 kilomètres construite par Hydro-Québec.

#### Droits d'utilisation des sites

Les droits d'utilisation du site sur lequel sont implantées les éoliennes du Parc éolien Baie-des-Sables ont initialement été acquis au moyen de contrats d'octroi d'options. Par ailleurs, des actes de propriété superficiaires ou des servitudes ont ensuite été consentis en faveur d'Innergex BDS et de TransCanada BDS, LP, pour l'implantation des éoliennes sur le territoire du Parc éolien Baie-des-Sables.

#### Contrat d'achat d'électricité

L'électricité produite par le Parc éolien Baie-des-Sables est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un contrat d'achat d'électricité standard conclu le 25 février 2005 (le « **CAÉ BDS** ») d'une durée de 20 ans à compter de la date de début des livraisons et il fait l'objet des dispositions habituelles en matière de résiliation en cas de violation importante du contrat. Le CAÉ BDS prévoit qu'Hydro-Québec achète toute l'électricité produite par le Parc éolien Baie-des-Sables.

Le prix de l'électricité livrée et payable par Hydro-Québec est calculé conformément aux CAÉ BDS et prévoit une augmentation au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année d'environ 18 % de l'IPC.

*B. Le Parc éolien L'Anse-à-Valleau (Québec – participation de 38 %)*

Description

Le Parc éolien L'Anse-à-Valleau est un Parc éolien de 100,5 MW située à L'Anse-à-Valleau, au Québec (le « **Parc éolien L'Anse-à-Valleau** »). La construction du Parc éolien L'Anse-à-Valleau a commencé en octobre 2006. Il a été mis en service commercial le 10 novembre 2007. La participation de 38 % des droits indivis dans le Parc éolien L'Anse-à-Valleau a été acquise initialement par le Fonds le 6 décembre 2007.

Le Parc éolien L'Anse-à-Valleau compte 67 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. Le Parc éolien L'Anse-à-Valleau est relié au réseau d'Hydro-Québec au moyen d'une sous-station de 34,5 kV branchée à une ligne de transport de 230 kV sur 40 kilomètres construite par Hydro-Québec.

Droits d'utilisation des sites

Les droits d'utilisation des sites d'implantation des éoliennes du Parc éolien L'Anse-à-Valleau détenus par des propriétaires privés ont initialement été acquis au moyen de contrats d'octroi d'options. Par ailleurs, des actes de propriété superficielles ou des servitudes ont ensuite été consentis en faveur d'Innergex AAV S.E.C. et TransCanada AAV, LP, pour l'implantation des éoliennes sur le territoire du Parc éolien L'Anse-à-Valleau.

Puisque la majeure partie des éoliennes du Parc éolien L'Anse-à-Valleau sont érigées en terre publique, des baux ont été consentis par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (« **MRNF** ») en faveur d'Innergex AAV S.E.C. et de TransCanada AAV, LP, pour l'implantation des éoliennes sur le territoire public du Parc éolien L'Anse-à-Valleau. Aux termes de ces baux, un loyer doit être versé au MRNF.

Contrat d'achat d'électricité

L'électricité produite par le Parc éolien de L'Anse-à-Valleau est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un contrat d'achat d'électricité standard conclu le 25 février 2005 (le « **CAÉ AAV** ») d'une durée de 20 ans à compter de la date de début des livraisons. Il fait l'objet des dispositions usuelles en matière de résiliation en cas de violation importante du contrat. Le CAÉ AAV prévoit qu'Hydro-Québec achète toute l'électricité produite par le Parc éolien L'Anse-à-Valleau.

Le prix de l'électricité livré et payable par Hydro-Québec est calculé conformément aux CAÉ AAV et prévoit une augmentation au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année d'environ 18 % de l'IPC.

*C. Parc éolien Carleton (Québec – participation de 38 %)*

Description

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. 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 en développement - Projets éoliens Cartier ».

La construction du Parc éolien Carleton a été réalisée conformément au budget et à l'échéancier et il a été mis en service commercial 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. 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 kilomètres qu'a construite Hydro-Québec.

#### Droits d'utilisation des sites

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.

#### Contrat d'achat d'électricité

Le Parc éolien Carleton a un CAÉ avec Hydro-Québec à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le Parc éolien Carleton, le CAÉ expire 20 ans après le 22 novembre 2008 et est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. 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, prévoit une augmentation le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année correspondant à environ 18 % de l'IPC.

#### ***PROJETS EN DÉVELOPPEMENT***

La Société détient des participations dans sept Projets en développement pour lesquels des CAÉ ont été obtenus, d'une puissance installée nette totale de 202,9 MW (puissance brute de 432,9 MW). La mise en service commercial des projets est prévue entre 2011 et 2016. Tous les Projets en développement sont présentés dans le tableau suivant et plus amplement décrits ci-après :

## Projets en développement

<u>Province</u>	<u>Centrale</u>	<u>Puissance prévue (MW)</u>	<u>Participation</u>	<u>Coûts de construction directs estimatifs (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 <sup>1)</sup> (Années)</u>
<b>Centrales hydroélectriques</b>								
C.-B.	Kwoiek Creek	49,9	50 %	152,1	BC Hydro	215 000	2012	40
C.-B.	North Creek	16,0	66 ⅔ %	71,0	BC Hydro	59 725	2015	40
C.-B.	Boulder Creek	23,0	66 ⅔ %	84,0	BC Hydro	85 720	2016	40
C.-B.	Upper Lillooet River	74,0	66 ⅔ %	260,0	BC Hydro	270 160	2016	40
Sous total :		162,9		567,1		630 605		
<b>Parcs éoliens <sup>2)</sup></b>								
Québec	Gros Morne Phase I	100,5	38 %	169,8	Hydro-Québec	308 865	2011	21
Québec	Gros Morne Phase II	111,0	38 %	178,7	Hydro-Québec	341 135	2012	20
Québec	Montagne Sèche	58,5	38 %	103,0	Hydro-Québec	193 400	2011	20
Sous total :		270,0		451,5		843 400		
<b>Total :</b>		<b>432,9</b>		<b>1 018,6</b>		<b>1 474 005</b>		

- 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 renouvellement de ces CAÉ.
- 2) Le 1<sup>er</sup> juin 2010, la Société a donné un avis de démarrage des travaux aux fournisseurs de turbines et à l'entrepreneur de la partie classique de la centrale, donnant ainsi le coup d'envoi à la construction des Projets Gros Morne Phase 1, Gros Morne Phase II et Montagne Sèche.

### Projets hydroélectriques en développement

#### *A. Projet Kwoiek Creek (Colombie-Britannique - participation de 50 %)*

##### Description

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 (le « **Projet Kwoiek Creek** »). 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 en 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 de type Pelton, chacune d'un débit prévu maximum de 3,375 mètres cubes par seconde, d'une hauteur de chute nette de 515 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.

#### Droits d'utilisation des sites

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<sup>er</sup> 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.

#### Contrat d'achat d'électricité

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. Le CAÉ est assujéti 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. Aux termes du CAÉ, 30 % du prix du CAÉ du Projet Kwoiek Creek est rajusté selon l'augmentation ou la diminution de l'IPC pendant les 12 mois précédents, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006 et chaque 1<sup>er</sup> janvier par la suite pendant la durée du CAÉ du Projet Kwoiek Creek.

Aux termes du CAÉ, BC Hydro jouit de l'ensemble des droits, titres et intérêts dans quelque élément environnemental que le Projet Kwoiek Creek peut recevoir.

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.

*B.      Projet North Creek (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %)*

Description

Le Projet North Creek est un projet hydroélectrique au fil de l'eau 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 Lillooet River, 38 kilomètres au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

La Centrale North Creek détournera 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 de type 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 et à la commutation et aux communications.

Des études d'interconnexion préliminaires indiquent que le mode privilégié pour la livraison de 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.

Droits d'utilisation des sites

Creek Power a demandé un Permis d'utilisation de l'eau pour détourner et utiliser de l'eau à partir de North Creek en décembre 2001 (Water Licence Application Z116903). Creek Power a présenté une demande en vue d'obtenir un Permis d'occupation des terrains situés dans la zone du projet pour la construction du projet (Land File Reference No. 2409207). Au moment de l'achèvement du projet, Creek Power louerait la superficie de terrain au-dessous de la centrale et obtiendrait une servitude prévue par la législation à l'égard des terrains où se trouvent le poste, la conduite forcée, la prise d'eau et la ligne de transport. Le Permis d'occupation serait révoqué dès l'obtention d'un bail et d'une servitude.

Le projet est situé sur les terres ancestrales de la Nation Lil'wat (bande indienne de Mount Currie). Les parties ont signé, le 26 mai 2010, une lettre d'intention visant à établir généralement le processus d'évaluation des possibles répercussions et avantages du projet et le contenu général d'une entente sur les répercussions et les avantages.

Contrat d'achat d'électricité

Le Projet North Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le Projet North Creek devant expirer 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale. Le CAÉ est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si la Société n'obtient pas tous les Permis importants pour le Projet North Creek au plus tard le 22 avril 2013 ou si le Projet North Creek n'est pas mis en service commercial au plus tard le 1<sup>er</sup> mai 2017, sous réserve de toute prolongation d'au plus 180 jours en cas de force majeure conformément au CAÉ.

Le prix payable par BC Hydro aux termes du CAÉ est calculé conformément au CAÉ et prévoit une augmentation le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année correspondant à l'IPC, avant la mise en service commercial et, par la suite, une augmentation correspondant à 10 % de l'IPC. Aux termes du CAÉ, BC Hydro jouit de l'ensemble des droits, titres et intérêts dans quelque élément environnemental que le Projet North Creek peut recevoir.

C. *Projet Boulder Creek (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %)*

Description

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

La Centrale Boulder Creek détournera 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 de type Pelton à axe vertical de 7,6 MW et à l'équipement de production de la centrale. La centrale contiendra également tout l'équipement auxiliaire nécessaire, notamment l'équipement lié à la protection, au contrôle, et à la commutation et aux communications.

Des études d'interconnexion préliminaires indiquent que le mode privilégié pour la livraison de 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 et serait reliée à la ligne de 230 kV construite pour le Projet Upper Lillooet.

Droits d'utilisation des sites

Creek Power a demandé un Permis d'utilisation de l'eau pour détourner et utiliser de l'eau à partir de North Creek en mars 2001 (Water Licence Application Z116057). Creek Power a présenté une demande en vue d'obtenir un Permis d'occupation des terrains situés dans la zone du projet pour la construction du projet (Land File Reference No. 2409998). Au moment de l'achèvement du projet, Creek Power louerait la superficie de terrain au-dessous de la centrale et obtiendrait une servitude prévue par la législation à l'égard des terrains où se trouvent le poste, la conduite forcée, la prise d'eau et la ligne de transport. Le Permis d'occupation serait révoqué dès l'obtention d'un bail et d'une servitude.

Le projet est situé sur les terres ancestrales de la Nation Lil'wat (bande indienne de Mount Currie). Les parties ont signé, le 26 mai 2010, une lettre d'intention visant à établir généralement le processus d'évaluation des possibles répercussions et avantages du projet et le contenu général d'une entente sur les répercussions et les avantages.

Contrat d'achat d'électricité

Le Projet Boulder Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le Projet Boulder Creek devant expirer 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale. Le CAÉ est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si la Société n'obtient pas tous les Permis importants pour le Projet North Creek au plus tard le 22 avril 2013 ou si le Projet Boulder Creek n'est pas mis en service commercial au plus tard le 1<sup>er</sup> août 2016, sous réserve de toute prolongation d'au plus 180 jours en cas de force majeure conformément au CAÉ.

Le prix payable par BC Hydro aux termes du CAÉ est calculé conformément au CAÉ et prévoit une augmentation le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année correspondant à l'IPC, avant la mise en service commercial et, par la suite, une augmentation correspondant à 10 % de l'IPC. Aux termes du CAÉ, BC Hydro jouit de l'ensemble des droits, titres et intérêts dans quelque élément environnemental que le Projet Boulder Creek peut recevoir.

*D.     Projet Upper Lillooet River (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %)*

Description

Le Projet Upper Lillooet est un projet hydroélectrique au fil de l'eau 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.

La Centrale Upper Lillooet détournera 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 1 kilomètre jusqu'aux quatre turbines de type 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 la livraison de 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.

Droits d'utilisation des sites

Creek Power a demandé un Permis d'utilisation de l'eau pour détourner et utiliser de l'eau à partir de Upper Lillooet River en décembre 2001 (Water Licence Application Z116902). Creek Power a présenté une demande en vue d'obtenir un Permis d'occupation des terrains situés dans la zone du projet pour la construction du projet (Land File Reference No. 2408971). Au moment de l'achèvement du projet, Creek Power louerait la superficie de terrain au-dessous de la centrale et obtiendrait une servitude prévue par la législation à l'égard des terrains où se trouvent le poste, la conduite forcée, la prise d'eau et la ligne de transport. Le Permis d'occupation serait révoqué dès l'obtention d'un bail et d'une servitude.

Le projet est situé sur les terres ancestrales de la Nation Lil'wat (bande indienne de Mount Currie). Les parties ont signé, le 26 mai 2010, une lettre d'intention visant à établir généralement le processus d'évaluation des possibles répercussions et avantages du projet et le contenu général d'une entente sur les répercussions et les avantages.

Contrat d'achat d'électricité

Le Projet Upper Lillooet a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite par le Projet Upper Lillooet devant expirer 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale. Le CAÉ est assujéti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ si la Société n'obtient pas tous les Permis importants pour le Projet Upper Lillooet au plus tard le 22 avril 2013 ou si le Projet North Creek n'est pas mis en service commercial au plus tard le 1<sup>er</sup> juin 2017, sous réserve de toute prolongation d'au plus 180 jours en cas de force majeure conformément au CAÉ.

Le prix payable par BC Hydro aux termes du CAÉ est calculé conformément au CAÉ et prévoit une augmentation le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année correspondant à l'IPC, avant la mise en service commercial et, par la suite, une augmentation correspondant à 10 % de l'IPC. Aux termes du CAÉ, BC Hydro jouit de l'ensemble des droits, titres et intérêts dans quelque élément environnemental que le Projet Upper Lillooet peut recevoir.



## Projets éoliens en développement

### *A. Projets éoliens Cartier (Québec – participation de 38 %)*

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 Parc éolien L'Anse-à-Valleau, décrit ci-dessus; iii) le Parc éolien Baie-des-Sables, décrit ci-dessus; iv) le Projet Montagne-Sèche de 58,5 MW; v) le Projet Gros Morne, phase I de 100,5 MW; et vi) le Projet Gros Morne, phase II de 111 MW (collectivement, les « **Projets éoliens Cartier** »). Voir « Développement général de l'activité - Historique de l'entreprise pour 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 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<sup>er</sup> septembre 2005, pour régir leurs droits et obligations respectifs à titre de propriétaires d'une partie indivise des actifs de chacun des Projets 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.

## B. Projets Gros Morne (Québec - participation de 38 %)

### Description

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 650 000 MWh (308 865 MWh par année pour la phase I et 341 135 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 éoliennes comportent une garantie de deux ans et la Société a acheté 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 1<sup>er</sup> juin 2010, la Société a donné un avis de démarrage des travaux aux fournisseurs d'éoliennes et à l'entrepreneur de la partie classique de la centrale, donnant ainsi le coup d'envoi à la phase de construction des Projets Gros Morne. On s'affaire actuellement au défrichage, à la construction de la route et à la préparation du site pour les postes et les fondations.

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.

### Droits d'utilisation des sites

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 ont obtenu les droits d'accès à l'égard des terres privées visées par les Projets Gros Morne. En ce qui a trait aux terres publiques, le 21 juillet 2010, le MRNF a accordé des baux à Innergex GM S.E.C. et à TransCanada GM, LP, pour l'installation d'éoliennes sur le territoire public du Parc éolien Gros Morne. Aux termes de ces baux, un loyer doit être versé au MRNF. Les baux expirent le 1<sup>er</sup> décembre 2033 et peuvent être renouvelés sur demande.

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.

### Contrat d'achat d'électricité

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<sup>er</sup> décembre 2011 et si le Projet Gros Morne, phase II n'est pas mis en service commercial d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2012, sous réserve de certains retards causés par Hydro-Québec ou d'autres tiers ou de toute prolongation en raison de force majeure prévue dans le CAÉ. Aux termes du CAÉ des Projets Gros Morne, les Propriétaires 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. Compte tenu d'études sur les vents à long terme, la Société prévoit réduire le minimum à 650 000 MWh.

*C.      Projet Montagne-Sèche (Québec - participation de 38 %)*

Description

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 193 400 MWh. La construction du Projet Montagne-Sèche a débuté en 2010 et devrait se terminer en novembre 2011. Le Projet Montagne-Sèche devrait se composer de 39 éoliennes GE, chacune d'une puissance de 1,5 MW. 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.

Droits d'utilisation des sites

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. Le 21 juillet 2010, le MRNF a accordé des baux à Innergex S.E.C. et à TransCanada MS, LP pour l'installation d'éoliennes sur le territoire public du Parc éolien Montagne-Sèche. Aux termes de ces baux, un loyer doit être versé au MRNF. Les baux expirent le 1<sup>er</sup> décembre 2032 et peuvent être renouvelés sur demande.

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 quant à ce projet en soulignant notamment son importante contribution au développement économique local.

Contrat d'achat d'électricité

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 assujétiés aux paiements de pénalités aux termes du CAÉ si le Projet Montagne-Sèche n'est pas mis en service commercial d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2011, sous réserve de certains retards causés par Hydro-Québec ou d'autres tiers ou de toute prolongation en raison de force majeure prévue dans le CAÉ. Aux termes du CAÉ du Projet Montagne-Sèche, les Propriétaires Cartier ont convenu de livrer et de vendre un minimum de 191 711 MWh par année.

***PROJETS POTENTIELS***

Tous les Projets potentiels, d'une puissance installée nette potentielle combinée de plus de 2 000 MW (puissance brute de 2 100 MW), en sont au stade préliminaire de développement. Certains Projets potentiels seront soumis

dans le cadre d'éventuelles demandes de propositions déterminées, tandis que d'autres seront soumises dans le cadre d'une éventuelle Demande de propositions, du POS ou des programmes FIT qui n'ont pas encore été annoncés. Rien ne garantit qu'un Projet potentiel sera réalisé.

Le 15 juillet 2010, BC Hydro a annoncé ses recommandations quant à des mises à jour et à des modifications de son programme POS. BC Hydro recommande notamment d'augmenter la tarification et la puissance permises (de 9,9 MW à 15,0 MW). Étant donné que certains Projets potentiels de la Société pourraient être soumis dans le cadre de ce programme, la Société est actuellement à évaluer les répercussions de cette annonce.

*A. Divers autres Projets Creek Power (Colombie-Britannique - participation de 66 ⅔ %)*

En plus des trois projets soumis en réponse à la Demande de propositions dans le cadre du Clean Power Call qui ont obtenu un CAÉ, soit les projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et North Creek, Creek Power détient les droits se rapportant à 14 autres projets potentiels dans la région sud-ouest de la Colombie-Britannique, pour lesquels la Société évalue la puissance installée potentielle à plus de 130 MW. Certains de ces projets pourraient être réalisés aux termes des nouveaux changements proposés au POS de BC Hydro.

*B. Divers projets communautaires de parcs éoliens (Québec - participation de 50 à 70 %)*

Dans le cadre de la Demande de propositions relative à des projets de parcs éoliens communautaires au Québec, la Société a annoncé le 7 juillet 2010 la soumission de huit projets pour le développement de parcs éoliens, en partenariat avec des organismes locaux et des municipalités. Ces nouveaux projets de parcs éoliens, soumis en réponse à l'appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution visant l'achat de 250 MW provenant de projets communautaires, représentent un potentiel de puissance installée de 24,6 MW chacun et pourraient être mis en service à compter de décembre 2013. Les municipalités ou organismes locaux détiendront des participations de 30 % à 50 % dans leur projet de parcs éoliens respectifs. Les projets retenus dans le cadre de la Demande de propositions de parcs éoliens communautaires au Québec devraient être annoncés d'ici décembre 2010.

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

Le 30 novembre 2009, la Société a soumis plusieurs demandes dans le cadre du Programme FIT pour un potentiel de puissance installé totalisant 693 MW. Selon l'ampleur des travaux d'expansion du réseau de transport, certaines de ces demandes se traduiront éventuellement par des contrats dans le cadre du Programme FIT.

*D. Autres 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.

#### *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 68 employés. Ce personnel comprend 24 employés affectés aux activités d'exploitation et à l'entretien, 14 employés à l'aménagement et à la construction et 30 employés à l'administration, à la comptabilité, 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 efficiente 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 révisée et doit être lue conjointement avec ces renseignements détaillés.

#### *MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE*

La stratégie de la Société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste : i) à acquérir ou à créer des installations de production d'énergie de haute qualité qui produisent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi, et ii) à distribuer un dividende stable. Toutefois, rien ne garantit que la Société sera en mesure d'acquérir ou de créer des installations de production d'énergie de haute qualité à des prix attrayants pour poursuivre sa croissance.

La mise en œuvre d'une stratégie de Placement réussie fondée sur la valeur exige une appréciation commerciale prudente, doit être réalisée au moment opportun, et requiert également les ressources nécessaires pour 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, 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. Un très grand nombre de projets d'énergie renouvelable seront réalisés au cours des prochaines années, ce qui aura des répercussions sur la disponibilité des capitaux. De plus, le versement de dividendes pourrait nuire à la capacité de la Société de financer ses projets en cours et futurs.

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*

En date de la présente notice annuelle révisée, le financement par capitaux propres et par emprunt se révèle toujours difficile en raison de la crise économique et financière mondiale, malgré une légère reprise. 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.

### *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 l'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 les financements de construction et à long terme. 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 et de ses filiales sont assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la Société et de ses filiales pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : i) la capacité de la Société et de ses filiales 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 et ses filiales pourraient devoir affecter une partie importante des flux de trésorerie qu'elles tireront de leurs activités au paiement du capital et des intérêts sur leur dette, ce qui réduirait les fonds disponibles pour leurs activités futures; iii) certains des emprunts de la Société et de ses filiales seront à des taux d'intérêt variables, ce qui les exposera au risque de l'augmentation des taux d'intérêt; et iv) la Société et ses filiales pourront être plus vulnérables aux ralentissements de l'économie et limitées dans leur capacité à se mesurer à la concurrence.

La Société et ses filiales sont assujetties 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 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 générale ou du capital, à verser des distributions ou à des dividendes, à émettre des titres de participation et à créer des filiales. Ces restrictions peuvent limiter la capacité de la Société et de ses filiales à obtenir du financement supplémentaire, à résister au fléchissement des activités de la Société et de ses filiales et à tirer profit d'occasions d'affaires. De plus, la Société et ses filiales peuvent être tenues 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 et de ses filiales de faire croître leur 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 ou ses filiales.

#### ***DÉCLARATION DE DIVIDENDES À LA DISCRÉTION DU CONSEIL***

Les porteurs d'Actions ordinaires n'ont pas le droit de recevoir de dividendes sur ces actions sauf si le conseil d'administration en déclare. La déclaration de dividendes est à la discrétion du conseil d'administration même si la Société dispose de suffisamment de fonds, déduction faite des dettes, pour verser ces dividendes.

La Société peut ne pas déclarer ni verser un dividende si elle a des motifs raisonnables de croire i) que la Société ne peut, ou ne pourrait de ce fait, acquitter son passif à échéance; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et de son capital déclaré.

#### ***NOUVEAUX CONTRATS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ***

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 principalement 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 que des CAÉ existants seront



renouvelés ou le sera moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

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. Voir « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Projets en développement - Projets de parcs éoliens en développement ».

#### *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.

#### *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. Voir « Poursuites ».

#### *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

différents 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. Voir « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Projets en développement ».

### ***RÉGLEMENTATION ET POLITIQUE***

L'aménagement 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.

#### ***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.

## **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 de l'ensemble des circonstances pertinentes, 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. Comme il a été publiquement annoncé dans le cadre de l'Arrangement, la Société entend verser un dividende annuel de 0,58 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement.

Immédiatement avant le PAPE, la Société a déclaré et versé sur ses Actions ordinaires alors en circulation un dividende d'un montant global de 6 029 287 \$. Le 10 mai 2010, la Société a déclaré un dividende de 0,14818 \$ par action ordinaire (calculé au prorata compte tenu des deux derniers jours de mars après la clôture de l'Arrangement), pour un montant global de 8 821 542 \$. La date de référence et la date de versement de ce dividende étaient respectivement le 30 juin 2010 et le 15 juillet 2010.

Le 12 août 2010, la Société a déclaré un dividende de 0,145 \$ par action ordinaire, pour un montant global de 8 632 228 \$. La date de référence et la date de versement de ce dividende étaient respectivement le 30 septembre 2010 et le 15 octobre 2010.

Le tableau suivant fait état des distributions que le Fonds a versé à ses porteurs de parts au cours des exercices 2009 et 2010.

	Montant versé par part du Fonds	Date de distribution	Montant total distribué
Janvier 2009	0,08330 \$	25 février 2009	2 449 376 \$
Février 2009	0,08330 \$	25 mars 2009	2 449 376 \$
Mars 2009	0,08334 \$	25 avril 2009	2 450 552 \$
Avril 2009	0,08334 \$	25 mai 2009	2 450 552 \$
Mai 2009	0,08334 \$	22 juin 2009	2 450 552 \$
Juin 2009	0,08334 \$	24 juillet 2009	2 450 552 \$
Juillet 2009	0,08334 \$	25 août 2009	2 450 552 \$
Août 2009	0,08334 \$	24 juillet 2009	2 450 552 \$
Septembre 2009	0,08334 \$	23 octobre 2009	2 450 552 \$
Octobre 2009	0,08334 \$	25 novembre 2009	2 450 552 \$
Novembre 2009	0,08334 \$	18 décembre 2009	2 450 552 \$
Décembre 2009	0,08334 \$	25 janvier 2010	2 450 552 \$
Janvier 2010	0,08334 \$	25 février 2010	2 450 552 \$
Février 2010	0,08334 \$	25 mars 2010	2 450 552 \$

## 7. STRUCTURE DU CAPITAL

Le capital-actions autorisé de la Société se compose d'un nombre illimité d'Actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées (les « **actions privilégiées** ») pouvant être émises en séries. Au 23 août 2010, 59 532 606 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. Toutefois, tel qu'annoncé le 23 août 2010, la Société a conclu une entente avec un syndicat de prise ferme dirigé par BMO Nesbitt Burns Inc. et Valeurs Mobilières TD Inc., aux termes de laquelle les preneurs fermes ont convenu de souscrire, par voie de prise ferme, 3 400 000 Actions série A de la Société au prix de 25,00 \$ l'Action série A pour un produit brut total de 85 millions de dollars. Si ce placement est réalisé, la Société modifiera ses statuts en vue de créer deux séries d'actions privilégiées, les actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A et les actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif, série B. Standard & Poor's Rating Services, division de The McGraw-Hill Companies (Canada) Corporation, a attribué une note provisoire de P-3 aux Actions série A, et DBRS Limited a attribué une note provisoire de Pfd-3 aux Actions série A.

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.

## ***DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 %***

Le 8 mars 2010, la Société a clôturé le Placement de Débentures d'un capital global de 70 millions de dollars. La Société a accordé aux Preneurs fermes une option qu'ils pouvaient lever dans les 30 jours suivant la clôture du Placement pour souscrire des Débentures supplémentaires jusqu'à concurrence de 15 % du capital des Débentures souscrites, aux fins de couvrir les attributions excédentaires, s'il en est. Le 16 mars 2010, les Preneurs fermes ont levé l'option de surallocation pour souscrire 10,5 millions de dollars de capital de Débentures supplémentaires, portant à 80,5 millions de dollars le produit brut total du Placement.

La date d'échéance des Débentures est le 30 avril 2017. Les Débentures portent intérêt au taux annuel de 5,75 %, payable semestriellement, et sont convertibles au gré de leur porteur en Actions ordinaires de la Société au taux de conversion de 93,8967 Actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de capital de Débentures, soit un prix de conversion de 10,65 \$ par action ordinaire.

Les Débentures 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 attribué à cette expression dans le Prospectus simplifié pour les Débentures daté du 25 février 2010 (le « **Prospectus** »)). Entre le 30 avril 2013 et le 30 avril 2015, les Débentures 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 Bourse de Toronto (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 Débentures 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 (au sens défini dans le Prospectus), la Société peut, à son gré, choisir de régler son obligation de payer le capital des Débentures 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 Débentures par 95 % du cours en vigueur (au sens des présentes). L'intérêt couru et impayé sera versé au comptant.

## 8. MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

### *ACTIONS ORDINAIRES*

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

Le tableau ci-après indique la variation du cours des Actions ordinaires, en dollars canadiens, ainsi que le volume quotidien moyen des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les sept premiers mois de 2010.

	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



	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2010	5,70 \$	5,30 \$	13 752
Février 2010	8,20 \$	6,30 \$	151 230
Mars 2010	8,89 \$	7,87 \$	27 129
Avril 2010	9,50 \$	8,10 \$	243 908
Mai 2010	9,62 \$	8,00 \$	121 248
Juin 2010	9,00 \$	8,10 \$	162 860
Juillet 2010	9,00 \$	8,12 \$	37 130

### ***PARTS DU FONDS***

Les parts du Fonds étaient inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « IEF.IN » jusqu'à la clôture de l'Arrangement le 29 mars 2010.

Le tableau suivant fait état de la variation du cours, en dollars canadiens, des parts du Fonds et du volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chacun des mois du dernier exercice terminé et pour les trois premiers mois de 2010.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2009	9,76 \$	9,03 \$	31 520
Février 2009	9,66 \$	8,92 \$	21 161
Mars 2009	9,25 \$	8,60 \$	30 110
Avril 2009	9,33 \$	8,80 \$	26 158
Mai 2009	9,80 \$	9,20 \$	16 833
Juin 2009	10,30 \$	9,56 \$	33 674
Juillet 2009	10,19 \$	9,87 \$	29 357
Août 2009	10,34 \$	9,90 \$	47 351
Septembre 2009	10,25 \$	9,83 \$	28 023
Octobre 2009	10,69 \$	9,90 \$	47 775
Novembre 2009	10,25 \$	9,82 \$	45 606
Décembre 2009	10,40 \$	9,79 \$	92 190
Janvier 2010	10,75 \$	10,15 \$	41 927
Février 2010	12,03 \$	10,08 \$	146 835
Mars 2010	12,49 \$	11,57 \$	40 037

### ***DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 %***

Aucune opération n'a été effectuée sur les Débentures au cours du dernier exercice. Les opérations sur les Débentures n'ont commencé que le 8 mars 2010. Les Débentures sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE.DB ».

Le tableau suivant indique la variation du cours des Débentures, en dollars canadiens, ainsi que le volume quotidien moyen des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois terminé depuis le 8 mars 2010.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Mars 2010	101,00 \$	99,65 \$	8 521
Avril 2010	101,50 \$	99,25 \$	2 216
Mai 2010	101,00 \$	99,00 \$	1 322
Juin 2010	101,00 \$	99,00 \$	811
Juillet 2010	101,00 \$	100,00 \$	791

## 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 de la Société à la date de la présente notice annuelle révisée<sup>1)</sup>, 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 <sup>2)</sup>	% des Actions ordinaires
MICHEL LETELLIER, MBA Candiac (Québec) Canada	2003	Président et chef de la direction de la Société	603 808	1,01 %
PIERRE BRODEUR <sup>6) 7)</sup> St-Bruno (Québec) Canada	2007	Administrateur de sociétés	2 000	0,003 %
WILLIAM A. LAMBERT <sup>3) 4) 5)</sup> Toronto (Ontario) Canada	2007	Administrateur de sociétés	153 300	0,258 %
SUSAN M. SMITH <sup>3) 5)</sup> Toronto (Ontario) Canada	2007	Administratrice de sociétés	2 000	0,003 %
JOHN A. HANNA <sup>6) 9) 10)</sup> Dorval (Québec) Canada	2010	Administrateur de sociétés	53 800	0,090 %
JEAN LA COUTURE <sup>5) 7) 8) 9) 11)</sup> Montréal (Québec) Canada	2010	Président, Huis Clos Ltée	15 140	0,025 %
LISE LACHAPELLE <sup>3) 9)</sup> Montréal (Québec) Canada	2010	Administratrice de sociétés	10 220	0,022 %
RICHARD LAFLAMME <sup>3) 5) 7) 9)</sup> Ancienne-Lorette (Québec) Canada	2010	Directeur général, Fonds de retraite de l'Université du Québec	8 710	0,015 %
DANIEL L. LAFRANCE <sup>6) 9)</sup> Montréal (Québec) Canada	2010	Premier vice-président, Finances et approvisionnement, chef des finances et secrétaire de Lantic Inc.	14 600	0,025 %

1) Conformément à l'Arrangement, le nombre d'administrateurs de la Société a été porté de sept à neuf et MM. Jean La Couture et Daniel L. Lafrance ont été nommés administrateurs de la Société. De plus, MM. Gilles Lefrançois, Raymond Laurin et Cyrille Vittecoq ont respectivement démissionné de leur poste d'administrateur de la Société et les vacances ainsi créées ont été comblées par MM. John A. Hanna et Richard Laflamme et M<sup>me</sup> Lise Lachapelle.

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 gouvernance d'entreprise.
- 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, jusqu'en juin 2010, les 2 426 379 Actions ordinaires, soit environ 10,3 % des Actions ordinaires émises et en circulation de la Société.
- 5) Membre du comité de candidatures.
- 6) Membre du comité de vérification.
- 7) Membre du comité des ressources humaines.
- 8) Président du conseil d'administration.
- 9) Avant l'Arrangement, MM. Michel Letellier, John A. Hanna, Jean La Couture, Richard Laflamme et Daniel Lafrance et M<sup>me</sup> Lise Lachapelle étaient fiduciaires de la Fiducie.
- 10) M. John A. Hanna détient également des Débentures d'un capital de 56 000 \$.
- 11) M. Jean La Couture détient également des Débentures d'un capital de 200 000 \$.

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.

### ***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>
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
JEAN TRUDEL, MBA Montréal (Québec) Canada	2003	Vice-président - Finances et relations avec les investisseurs
FRANÇOIS HÉBERT Bromont (Québec) Canada	2003	Vice-président – Exploitation et entretien
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

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.

Les administrateurs et membres de la haute direction de la Société, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 561 114 Actions ordinaires, soit 2,62 % 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**

Il n'existe aucun conflit d'intérêts en cours ou potentiel entre la Société ou l'une de ses filiales et leurs administrateurs et dirigeants respectifs. Certains administrateurs et dirigeants de la Société sont également des administrateurs ou des dirigeants d'autres sociétés. Ces liens peuvent de temps à autre donner lieu à des conflits d'intérêts. La direction de la Société évaluera tout pareil conflit d'intérêts éventuellement susceptible de survenir conformément aux attentes et objectifs raisonnables de la Société et agira selon quelque obligation de diligence ou obligation d'agir de bonne foi envers la Société.

## **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 et d'actionnaires de la Société, d'une part, et de fiduciaires de la Fiducie et de porteurs de parts du Fonds, d'autre part, immédiatement avant la clôture de l'Arrangement, 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 pour les Actions ordinaires et les Débentures, 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](http://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](http://www.sedar.com).

## *CONVENTION RELATIVE À L'ARRANGEMENT*

Le 31 janvier 2010, la Société et le Fonds ont conclu une convention relative à un Arrangement (la « **Convention relative à l'Arrangement** ») sommairement décrite dans la Circulaire d'information conjointe sous la rubrique « La Convention relative à l'Arrangement » aux pages 48 à 55, laquelle rubrique de la Circulaire d'information conjointe est intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle révisée.

## *CONVENTION DE PRISE FERME*

Le 18 février 2010, un syndicat de prise ferme composé de BMO Nesbitt Burns, Valeurs Mobilières TD Inc., Marchés mondiaux CIBC Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Scotia Capitaux Inc., Valeurs mobilières Desjardins inc. et Valeurs mobilières Banque Laurentienne inc. (collectivement, les « **Preneurs fermes** ») et la Société ont conclu une convention de prise ferme (la « **Convention de prise ferme** ») aux termes de laquelle les Preneurs fermes ont convenu de souscrire, par voie de prise ferme, des Débentures d'un capital global de 70 000 000 \$ aux conditions qui y sont décrites. Aux termes de la Convention de prise ferme, les Preneurs fermes ont également obtenu une option de surallocation leur permettant de souscrire jusqu'à 10 500 000 \$ de capital de Débentures supplémentaires.

## 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. John A. Hanna est président du comité de vérification et MM. Pierre Brodeur et Daniel L. Lafrance 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. John A. Hanna (président)** – M. John A. Hanna est administrateur de sociétés, sa fonction principale depuis novembre 2005. Entre 2003 et juillet 2005, M. Hanna a été chef de la direction de Rexel Canada Électrique Inc.

M. Hanna est diplômé de l'Université Loyola (désormais Université Concordia) et membre de l'Association des comptables généraux licenciés (1990). M. Hanna siège actuellement au conseil d'administration d'Uni-Select Inc., un émetteur assujéti, et est membre du comité consultatif de Telus Communications Inc. Depuis avril 2009, M. Hanna est membre du comité indépendant de Transport Canada et d'Infrastructure Canada.

**M. Pierre Brodeur** - M. Pierre 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. Daniel L. Lafrance** – M. Daniel L. Lafrance est premier vice-président, Finances et approvisionnement, chef des Finances et secrétaire de Lantic Inc., propriété exclusive de Rogers Sugar Income Fund. M. Lafrance détient un baccalauréat en comptabilité (1977) de l'Université d'Ottawa. M. Lafrance est également membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés depuis 1980. M. Lafrance siège actuellement au conseil d'administration de l'Institut canadien du sucre.

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

<u>HONORAIRES</u>	<u>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009</u>	<u>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2008</u>
Honoraires de vérification	208 500 \$	174 500 \$
Honoraires pour services liés à la vérification	34 460 \$	79 700 \$
Honoraires pour services fiscaux	34 590 \$	156 600 \$
Tous les autres honoraires	Néant	Néant
<b>TOTAL DES HONORAIRES :</b>	<b>277 550 \$</b>	<b>410 800 \$</b>

Conformément à l'Arrangement, les vérificateurs de la Société avant l'Arrangement, Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l., sont demeurés vérificateurs de la Société en tant qu'entité issue du regroupement après l'Arrangement. 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 pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, est présenté dans le tableau suivant.

<u>HONORAIRES</u>	<u>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009</u>	<u>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2008</u>
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
<b>TOTAL DES HONORAIRES<sup>1)</sup> :</b>	<b>238 868 \$</b>	<b>281 849 \$</b>

1) Le total des honoraires payés à Samson Bélair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l., sans tenir compte de la participation proportionnelle de la Société dans ses coentreprises, s'est établi à 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 la Circulaire d'information conjointe, nos états financiers vérifiés et le rapport de gestion pour le dernier exercice terminé peuvent être consultés sur le site Web de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

Toutes les demandes visant les documents précités doivent être envoyées 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 »;

« **Actions ordinaires** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Faits nouveaux en 2010 »;

« **Actions série A** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Faits nouveaux en 2010 »;

« **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 — Exercice 2007 — Acquisition de participations dans le Fonds »;

« **Arrangement** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Faits nouveaux en 2010 »;

« **Ashlu Creek LP** » signifie Ashlu Creek Investments Limited Partnership;

« **Bail emphytéotique Portneuf** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société - Installations hydroélectriques en exploitation – Centrales Portneuf – Droits d'utilisation des sites et de l'eau »;

« **Bail emphytéotique Saint-Paulin** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrale Saint-Paulin – Droits d'utilisation des sites et de l'eau »;

« **Bail superficiaire** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrale Saint-Paulin – Droits d'utilisation des sites et de l'eau »;

« **Baluchon** » signifie le concept Éco-Plein-Air Le Baluchon Inc.;

« **BAPE** » signifie le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement;

« **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;

« **C.-B.** » signifie la province de la Colombie-Britannique;

« **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;

« **CAÉ AAV** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – L'Anse-à-Valleau – Contrat d'achat d'électricité »;

« **CAÉ Batawa** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrale Batawa – Contrat d'achat d'électricité »;

« **CAÉ BDS** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Parcs éoliens en exploitation – Parc éolien Baie-des-Sables – Contrat d'achat d'électricité »;

« **CAÉ Chaudière** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations en exploitation – Centrale Chaudière – Contrat d'achat d'électricité »;

« **CAÉ Horseshoe Bend** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrale Horseshoe Bend – Contrat d'achat d'électricité »;



« **CAÉ Montmagny** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrale Montmagny – Contrat d'achat d'électricité »;

« **CAÉ Portneuf** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrales Portneuf – Contrat d'achat d'électricité »;

« **CAÉ Saint-Paulin** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrale Saint-Paulin – Contrat d'achat d'électricité »;

« **CAÉ Windsor** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrale Windsor – Contrat d'achat d'électricité »;

« **CDPQ** » signifie Caisse de dépôt et Placement du Québec;

« **Centrale Ashlu Creek** » signifie la centrale hydroélectrique de 49,9 MW située sur la rivière Ashlu Creek, en Colombie-Britannique;

« **Centrale Batawa** » signifie la centrale hydroélectrique de 5 MW située sur Trent-Severn Waterway près de Trenton, en Ontario;

« **Centrale Chaudière** » signifie la centrale hydroélectrique de 24 MW située sur la rivière Chaudière près de Lévis, au Québec;

« **Centrale Fitzsimmons Creek** » signifie la centrale hydroélectrique de 7,5 MW située sur la rivière Fitzsimmons Creek, en Colombie-Britannique;

« **Centrale Glen Miller** » signifie la centrale hydroélectrique de 8 MW située sur la rivière Trent à Trenton, en Ontario;

« **Centrale Horseshoe Bend** » signifie la centrale hydroélectrique de 9,5 MW située sur la rivière Payette, dans l'État de l'Idaho, aux États-Unis;

« **Centrale Montmagny** » signifie la centrale hydroélectrique de 2,1 MW située sur la rivière sud à Montmagny, au Québec;

« **Centrale PN 1** » signifie la centrale hydroélectrique de 8,0 MW située 4 kilomètres en amont du confluent du fleuve Saint-Laurent et de la rivière Portneuf à Sainte-Anne-de-Portneuf, au Québec;

« **Centrale PN 2** » signifie la centrale hydroélectrique de 9,9 MW située 10,5 kilomètres en amont du confluent du fleuve Saint-Laurent et de la rivière Portneuf à Sainte-Anne-de-Portneuf, au Québec;

« **Centrale PN 3** » signifie la centrale hydroélectrique de 8,0 MW située 30 kilomètres en amont du confluent du fleuve Saint-Laurent et de la rivière Portneuf à Longue-Rive, au Québec;

« **Centrale Rutherford Creek** » signifie la centrale hydroélectrique de 49,9 MW située près de Pemberton, en Colombie-Britannique;

« **Centrale Saint-Paulin** » signifie la centrale hydroélectrique de 8,0 MW située sur la Rivière-du-Loup près de Shawinigan, au Québec;

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

« **Centrale Windsor** » signifie la centrale hydroélectrique de 5,5 MW située sur la rivière St-François, près de Windsor, au Québec;

« **Centrales Portneuf** » signifie collectivement la Centrale PN 1, la Centrale PN 2 et la Centrale PN 3;

« **CÉO** » signifie la Commission de l'énergie de l'Ontario;

« **Circulaire d'information conjointe** » signifie la Circulaire d'information conjointe de la Société et du Fonds datée du 17 février 2010 déposée dans le cadre de l'Arrangement;

« **Contrat de location Baluchon** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Droits d'utilisation des sites et de l'eau »;

« **Contrat de location Chaudière** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations en exploitation – Centrale Chaudière – Droits d'utilisation des sites et de l'eau »;

« **Contrat de location Innergex** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrale Saint-Paulin – Droits d'utilisation des sites et de l'eau »;

« **Contrat de location Montmagny** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrale Montmagny – Droits d'utilisation des sites et de l'eau »;

« **Convention de prise ferme** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Contrats importants – Convention de prise ferme »;

« **Convention de propriétaires** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société — Projets éoliens en développement — Propriétaires Cartier et Convention de propriétaires »;

« **Convention relative à l'Arrangement** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Contrats importants – Convention relative à l'Arrangement »;

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

« **Débentures** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Faits nouveaux en 2010 »;

« **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 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 de l'activité et de l'actif de la Société — Projets potentiels — Projet de parcs éoliens potentiels – Autres projets de parcs éoliens communautaires »;

« **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;

« **EE** » signifie une évaluation environnementale;

« **Fiducie** » signifie Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation;

« **Fitzsimmons LP** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrale Fitzsimmons Creek »;

« **Fonds** » signifie Innergex Énergie, Fonds de revenu;

« **GE** » signifie General Electric Company;

« **GEA** » signifie la loi intitulée *Green Energy Act*;

« **Glen Miller LP** » signifie Glen Miller Power, Limited Partnership;

« **GWh** » signifie un millier de mégawatts par heure;

« **IHI** » signifie IHI Hydro 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 de l'activité et de l'actif 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;

« **Ledcor** » signifie Ledcor Power Group Ltd.;

« **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 par heure ou un mégawatt par heure;

« **Nations** » signifie la bande indienne Mont Currie et la bande indienne Squanish;

« **NOER** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché – Énergie renouvelable au Canada - Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable provinciales et demandes de propositions »;

« **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;

« **PAPE** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices – Exercice 2007 – Premier appel public à l'épargne »;

« **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;

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

« **Permis** » a la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société – Installations hydroélectriques en exploitation – Centrale Batawa – Droits d'utilisation des sites et de l'eau »;

« **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 – Faits nouveaux en 2010 »;

« **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 — Exercice 2007 — Premier appel public à l'épargne »;

« **Preneurs fermes** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Contrats importants – Convention de prise ferme »;

« **Prix du PAPE** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Historique de l'entreprise pour les trois derniers exercices — Exercice 2007 — 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 Boulder Creek** » signifie le projet hydroélectrique 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 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 Kwoiek Creek** » signifie le projet hydroélectrique de 49,9 MW situé à Kwoiek Creek, en Colombie-Britannique;

« **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 de 16 MW situé à 38 kilomètres environ au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique;

« **Projet Upper Lillooet River** » signifie le projet hydroélectrique 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 de l'activité et de l'actif de la Société— Projets potentiels — Projets éoliens potentiels – Autres Projets de parcs éoliens potentiels en Colombie-Britannique »;

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

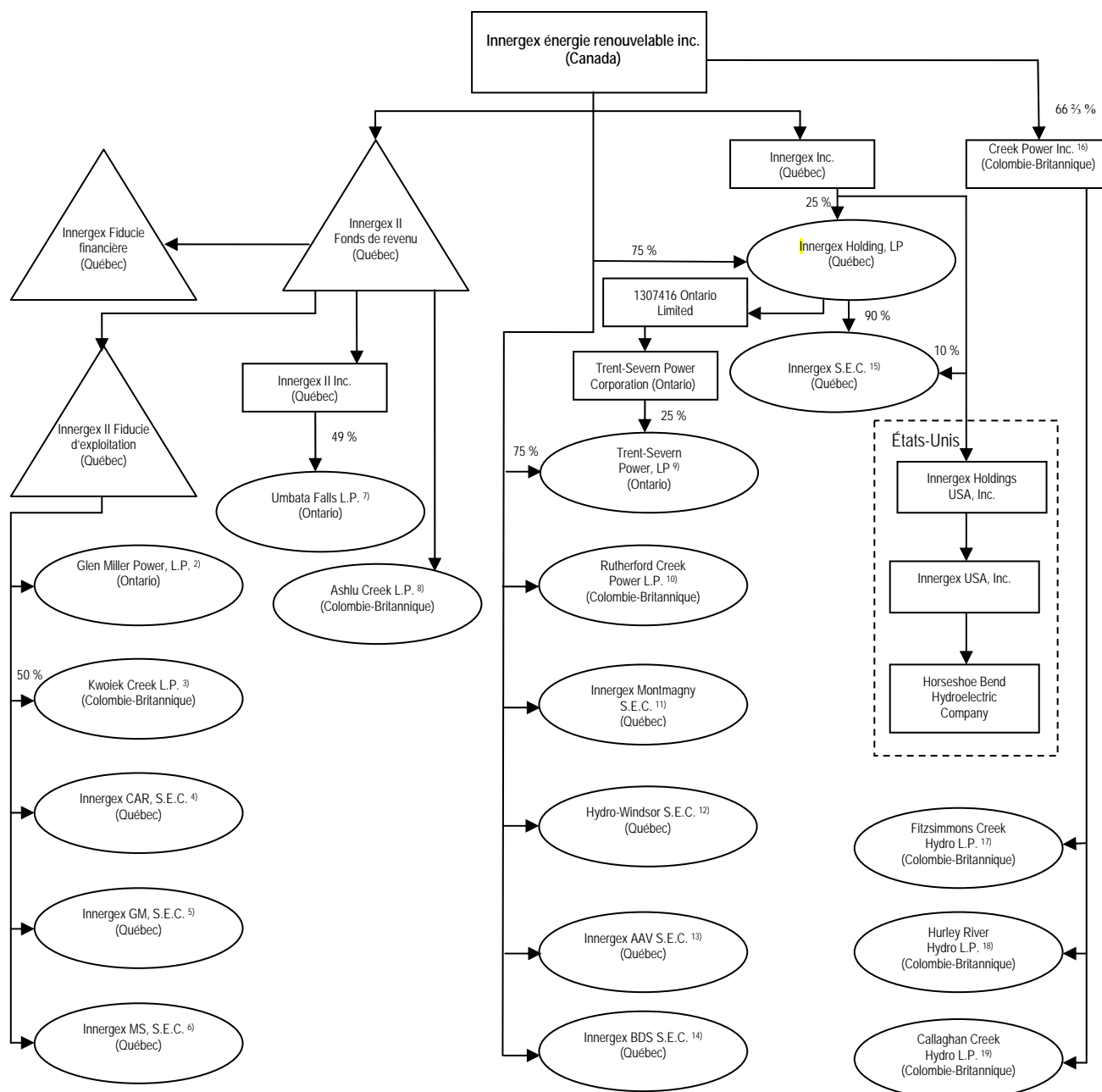
« **Projets éoliens Cartier** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société — Projets en développement— Projets éoliens en développement — Projets éoliens Cartier »;

- « **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 de l'activité et de l'actif de la Société — Portefeuille d'actifs »;
- « **Propriétaire Cartier** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description de l'activité et de l'actif de la Société — Projets en développement — Projets éoliens en développement — Projets éoliens Cartier »;
- « **Prospectus** » signifie le Prospectus simplifié pour les Débentures daté du 25 février 2010;
- « **Règlements relatifs aux 500 MW** » a la signification qui lui est donnée à la rubrique « Survol de l'industrie et tendances du marché – Cadre réglementaire et marché pour l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la Société – Québec »;
- « **Société** » signifie Innergex énergie renouvelable inc. et comprend ses filiales, à moins que le contexte ne s'y oppose;
- « **Sonoco** » signifie Sonoco Canada Corporation;
- « **TransCanada** » signifie TransCanada Energy Ltd.;
- « **TSX** » signifie la Bourse de Toronto;
- « **TWh** » signifie 1 000 gigawatts par heure ou 1 000 000 de mégawatts par heure.

## ANNEXE A

### STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

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



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

2) Glen Miller Power, LP est propriétaire exclusif de la Centrale Glen Miller et son commandité est Glen Miller Power Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.

3) Kwoiek Creek Resources L.P. est propriétaire exclusif du Projet Kwoiek Creek et son commandité est Kwoiek Creek Resources GP Inc., propriété d'Innergex II Inc. quant à 50 %.

- 4) 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.
- 5) 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.
- 6) 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.
- 7) Umbata Falls L.P. 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 L.P. est propriétaire de la totalité de la Centrale Ashlu Creek et ses commandités sont 675729 British Columbia Ltd. et 888645 Alberta Ltd., filiales en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- 9) Trent-Severn Power, L.P. est propriétaire exclusif de la Centrale Batawa et son commandité est Trent-Severn Power Corporation.
- 10) Rutherford Creek Power L.P. est propriétaire exclusif de la Centrale Rutherford Creek et son commandité est Rutherford Creek Power Ltd., filiale en propriété exclusive d'Innergex Inc.
- 11) Innergex Montmagny S.E.C. est propriétaire exclusif de la Centrale Montmagny et son commandité est Innergex Windsor-Montmagny Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex Inc.
- 12) Hydro-Windsor S.E.C. est propriétaire exclusif de la Centrale Windsor et son commandité est Innergex Windsor-Montmagny Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex Inc.
- 13) Innergex AAV S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le Parc éolien L'Anse-à-Valleau et son commandité est Innergex AAV Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex Inc.
- 14) Innergex BDS S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le Parc éolien Baie-des-Sables et son commandité est Innergex BDS Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex Inc.
- 15) Innergex S.E.C. est propriétaire exclusif de la Centrale Chaudière, des Centrales Portneuf et de la Centrale Saint-Paulin et son commandité est Innergex Inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex énergie renouvelable inc.
- 16) La Société détient 66 ⅔ % 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 trois Projets en développement (Upper Lillooet River, Boulder Creek et North Creek) et à 12 projets hydroélectriques potentiels en Colombie-Britannique.
- 17) Fitzsimmons Creek Hydro L.P. est propriétaire exclusif de la Centrale Fitzsimmons Creek et son commandité est Fitzsimmons Creek Investments Ltd., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- 18) Hurley River Hydro L.P. est propriétaire exclusif du Projet Hurley River et son commandité est Hurley River Developments Ltd., filiale en propriété exclusive d'Innergex II Inc.
- 19) Callaghan Creek Hydro L.P. est propriétaire exclusif 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). Le Comité de vérification doit être composé d'au moins trois membres.

##### 2.2. Sélection et présidence

Les membres et le Président du Comité de vérification sont élus par le Conseil d'administration chaque année après l'assemblée annuelle des actionnaires au cours de laquelle les administrateurs sont élus, ou jusqu'à ce que leurs

remplaçants soient dûment nommés. Le président désigne à l'occasion une personne qui n'a pas à être membre du Comité de vérification pour agir à titre de secrétaire du Comité de vérification.

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.

### 2.3. Rémunération

Les membres et le président du Comité de vérification reçoivent une rémunération pour leurs services, telle qu'établie par le Conseil d'administration à l'occasion.

### 2.4. Durée maximale du mandat

Aucune personne ne peut siéger au Comité de vérification pour une période de plus de six années consécutives, à moins que le Conseil d'administration ne décide expressément, pour un cas en particulier, de faire exception à cette restriction.

## 3. Réunions

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

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.

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'ils jugent appropriées.

Afin de favoriser une communication ouverte, le Comité de vérification ou son président rencontre 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.

#### **4. 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 :

##### **4.1. 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;

#### 4.2. 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;

#### 4.3. 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.

## **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. Évaluation**

Chaque année, le Comité de vérification suit le processus qu'il a établi (et qui a été approuvé par le Conseil d'administration) afin d'évaluer le rendement et l'efficacité du Comité de vérification.

## **7. Révision de la charte**

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.

## **8. Généralités**

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.