INNERGEX

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE
31 DÉCEMBRE 2015

28 MARS 2016

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION 3
MISE EN GARDE AU SUJET DES ÉNONCÉS PROSPECTIFS 3
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE 5
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ 5
Développements récents 6
Sommaire des trois derniers exercices 7
Exercice 2015 7
Exercice 2014 8
Exercice 2013 9
SURVOL DE L'INDUSTRIE ET TENDANCES DU MARCHÉ 10
Industrie de la production d'énergie renouvelable 10
Énergie renouvelable au Canada 10
énergie renouvelable dans certains autres marchés 12
Cadre réglementaire et marché pour l'énergie renouvelable dans les principaux marchés de la société 13
Québec 13
Colombie-Britannique 13
Ontario 14
méthode de production 14
Processus de production de l'énergie hydroélectrique 14
Processus de production de l'énergie éolienne 15
Processus de production de l'énergie solaire photovoltaïque 16
Facteurs ayant une incidence sur le rendement de la production d'énergie renouvelable 16
Environnement concurrentiel 17
Dépendance économique 17
Caractère saisonnier et cyclique 18
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ 18
Vue d'ensemble – Information sectorielle 18
Portefeuille d'actifs 18
Installations en exploitation 19
Centrales hydroélectriques en exploitation 20
Centrales hydroélectriques situées au Québec 20
Centrales hydroélectriques situées en Ontario 22
Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique 23
Centrale hydroélectrique située dans l'état de l'Idaho, États-Unis 26
Parcs éoliens en exploitation 26
Parcs éoliens situés au Québec 26
Parc solaire en exploitation 27
Parc solaire situé en Ontario 27
Projets en développement 28
Projets hydroélectriques en développement 28
Projet Boulder Creek (C.-B. - participation de 66,67 %) 28
Projet Upper Lillooet River (C.-B. - participation de 66,67 %) 29
Projet Big Silver Creek (C.-B. – propriété exclusive) 30
Projet éolien en développement 30
Projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) (QC – participation de 50 %) 30
Projets potentiels 31
Divers autres projets potentiels Creek Power (C.-B. - participation de 66,67 %) 31
Divers autres projets éoliens potentiels du Québec (Qc – participation de 50 à 100 %) 31
Projets potentiels en Ontario (ON - participation de 49 % à 100 %) 31
Autres projets éoliens potentiels en Colombie-Britannique (C.-B. – participation de 100 %) 31
Divers autres projets potentiels hydroélectriques en Colombie-Britannique (C.-B. – participation de 100 %) 32
Autres projets hydroélectriques prospectifs au Québec (Qc – participation de 48 %) 32
Actifs incorporels 32
Effets financiers et opérationnels des exigences de Protection de l'environnement 32
Personnel 32
les politiques de protection sociale et environnementale 32
FACTEURS DE RISQUE 34
DIVIDENDES 42
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL 43
Description générale de la structure du capital 43
Notation 46
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES 47
Actions ordinaires 47
Débentures convertibles 5,75 % 47
Actions série A 47
Actions série C 47
Débentures convertibles 4,25 % 48
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION 48
Administrateurs 48
Membres de la haute direction 49
Faillite, Insolvabilité, Interdiction d'opérations et pénalités 50
CONFLITS D'INTÉRÊTS 50
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI 50
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES 51
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES 51
CONTRATS IMPORTANTS 51
INTÉRÊT DES EXPERTS 51
INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT 51
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES 52
GLOSSAIRE 53

ANNEXE A - STRUCTURE ORGANISATIONNELLE
ANNEXE B - CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT

INTRODUCTION

Sauf indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est en date du 31 décembre 2015 et le numéraire est libellé en dollars canadiens.

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

MISE EN GARDE AU SUJET DES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la société, la présente notice annuelle contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l' « **information prospective** »). Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date de la présente notice annuelle.

Information financière future : L'information prospective comprend l'information financière prospective ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production et les coûts de projet estimés, afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement et de la capacité de la société à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Hypothèses : L'information prospective est fondée sur certaines principales hypothèses formulées par la société, à propos notamment, sans restriction, des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, des conditions du marché des capitaux et de la réussite de la société à développer de nouvelles installations.

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; la défaillance de l'équipement ou les activités d'entretien et d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives régissant les dettes actuelles et futures; la possibilité que la société ne déclare pas ni ne verse un dividende; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants; des changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en équipement; les changements dans la conjoncture économique générale; les risques réglementaires et politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la disponibilité et la fiabilité des réseaux de transport; l'augmentation des droits d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les bris des barrages; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; les fluctuations du taux de change; les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; la cybersécurité; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurances; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la société ou qui peut être abaissée; la possibilité de responsabilité et d'obligations non divulguées liées aux acquisitions; l'intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions; la dépendance envers des infrastructures transport et d'interconnexion partagées et le fait que les produits provenant de la centrale Miller Creek vont fluctuer en raison du prix au comptant de l'électricité.

Bien que la société soit d'avis que les attentes et les hypothèses qui sous-tendent l'information prospective sont raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective est présentée à la date de la présente notice annuelle et la société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information prospective pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date des présentes à moins que la loi ne l'exige.

Le tableau ci-après présente certaines informations prospectives contenues dans la présente notice annuelle que la société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels, ainsi que les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
Production prévue Pour chaque installation, la société détermine une production moyenne à long terme (« **PMLT** ») d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée.	Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues Catastrophe naturelle
Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des Projets en développement ou des Projets potentiels La société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« **IAC** ») dont les services ont été retenus pour le projet. La société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses Projets en développement et des indications à propos de ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.	Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Obtention des permis Approvisionnement en matériel Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement Relations avec les parties prenantes Risques réglementaires et politiques Taux d'inflation plus élevé que prévu Catastrophe naturelle
Intention de soumettre des projets aux termes de demandes de propositions La société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets aux termes de demandes de propositions (« **demande de propositions** » ou « **DDP** »), compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces DDP**.**	Risques réglementaires et politiques Capacité de la société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour les actionnaires Capacité de conclure de nouveaux contrats d'achat d'électricité (« **CAÉ** »)
Intention de s'implanter dans des marchés cibles à l'échelle internationale Compte tenu de sa stratégie de croissance, la société fournit des indications au sujet de son intention d'établir une présence dans des marchés cibles à l'échelle internationale au cours des prochaines années.	Risques réglementaires et politiques Capacité de la société de mettre en sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires Capacité de conclure de nouveaux CAÉ Fluctuations du taux de change
Clôture prévue de l'acquisition, du placement privé et des investissements par un régime de retraite canadien et un fonds d'infrastructures français La société s'attend raisonnablement à ce que l'opération soit réalisée et que toutes les conditions de clôture soient remplies dans les délais prescrits.	Disponibilité du capital Risques réglementaires et politiques Exécution par les contreparties

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 :

Dates	Description des modifications des statuts de la société
25 octobre 2007	Pour changer le nom de Management Innergex Inc. à Innergex Renewable Energy Inc. et en sa version française, Innergex énergie renouvelable inc.
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.
4 décembre 2007	Pour modifier le capital-actions autorisé 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 (les « **actions privilégiées** »).
29 mars 2010	Par voie de clauses d'arrangement déposées dans le cadre de l'arrangement (au sens des présentes).
10 septembre 2010	Pour créer les actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A (les « **actions série A** ») et les actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif, série B (les « **actions série B** ») dans le cadre du placement public des actions série A de la société.
12 mai 2011	Pour introduire un droit de vote, dans certaines circonstances limitées, pour les porteurs d'actions privilégiées de la société.
1er janvier 2012	Par voie de statuts de fusion déposés dans le cadre de la fusion entre la société et une de ses filiales, Cloudworks Energy Inc.
6 décembre 2012	Pour créer les actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif, série C (les « **actions série C** ») dans le cadre du placement public des actions série C de la société.

Le siège social de la société est situé au 1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255, Longueuil (Québec) J4K 5G4.

Un organigramme illustrant la structure organisationnelle de la société et de ses filiales importantes, ainsi que certaines autres participations importantes de la société au 24 mars 2016, figure à l'annexe A jointe aux présentes, qui exclut toutefois, certaines filiales de la société dont le total des actifs et les produits des activités ne représentent pas plus de 20 % de l'actif et des produits des activités totaux consolidés de la société pour l'exercice terminée le 31 décembre 2015.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

La société est un promoteur, propriétaire et exploitant de centrales hydroélectriques au fil de l'eau, de parcs éoliens et parcs solaires photovoltaïques (« **PV** »). La société exploite plusieurs installations de production d'électricité renouvelable dans les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique (« **C.-B.** ») et de l'Ontario au Canada, ainsi que dans l'État de l'Idaho aux États-Unis.

La société s'investit dans l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a, seule ou par l'intermédiaire de diverses entreprises, aménagé et mis en service commercial 14 centrales hydroélectriques, 6 parcs éoliens et un parc solaire photovoltaïque, a acquis et remis à neuf trois centrales hydroélectriques et a acquis 11 centrales hydroélectriques (y compris la centrale Walden North acquise au premier trimestre de 2016) représentant une puissance installée brute totale de 1 231,5 mégawatts (« **MW** ») (puissance nette de 716,6 MW). La société possède actuellement, conjointement avec ses partenaires, 6 parcs éoliens, 28 centrales hydroélectriques et un parc solaire photovoltaïque en exploitation ayant une puissance installée nette totale de 236,3 MW (puissance brute de 614,1 MW), de 447,1 MW (puissance brute de 584,2 MW) et 33,2 MW (puissance brute de 33,2 MW), respectivement, et, au 24 mars 2016, 4 projets en développement pour lesquels des CAÉ ont été obtenus dont la construction est en cours, et qui ont une puissance installée nette totale de 186,7 MW (puissance brute de 297,3 MW). La mise en service commercial des projets en développement à l'égard desquels des CAÉ ont été obtenus est prévue d'ici la fin de 2016 pour deux de ces projets et aux premier et deuxième trimestres de 2017 pour les deux autres. La société détient également des participations nettes dans environ 3 280 MW (puissance brute de 3 530 MW) dans le cadre de projets potentiels de production d'électricité à différents stades de développement. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

DÉVELOPPEMENTS RÉCENTS

Le 21 mars 2016, la société a annoncé qu'elle avait reçu de la Bourse de Toronto (la « **TSX** ») l'approbation de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions ordinaires et a commencé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions série A et actions série C. Dans le cadre des offres, la société peut acheter à des fins d'annulation 2 000 000 d'actions ordinaires, soit 1,92 % de ses actions ordinaires émises et en circulation et 68 000 actions série A et 40 000 actions série C, soit 2 % des séries respectives d'actions privilégiées émises et en circulation (au 24 mars 2016). Les deux offres de rachat dans le cours normal des activités commenceront le 24 mars 2016 et se termineront le 23 mars 2017.

Le 21 mars 2016, la société a annoncé la conclusion d'ententes définitives avec la société allemande WPD Europe GmbH (« **WPD** ») visant l'acquisition d'un portefeuille de 8 projets éoliens situés en France, soit 7 projets en exploitation avec une puissance installée totalisant 87 MW et un autre projet en construction d'une puissance installée de 44 MW, pour un total de 131 MW (collectivement, les « **actifs éoliens en France** »). Simultanément, la société a annoncé un placement privé avec trois entités membres du groupe du Mouvement Desjardins pour un montant de 50 000 000 $.

Le prix d'acquisition des huit projets éoliens sera d'approximativement 93 000 000 € (l'équivalent de 137 000 000 $) sous réserve de certains rajustements. De ce montant, 60 000 000 € (ou 88 000 000 $) seront déboursés pour les sept projets en exploitation et 10 000 000 € (ou 15 000 000 $) seront déboursés comme dépôt pour le projet en construction. Après la mise en service commercial du projet, la société versera 23 000 000 € (ou 34 000 000 $) supplémentaires à WPD, sous réserve de certains rajustements; d'autre part le dépôt est remboursable si le projet n'est pas achevé tel que prévu. Les dettes sans recours liées aux huit projets, qui totaliseront 121 000 000 € en 2017 (l'équivalent de 178 000 000 $), seront maintenues au niveau des projets acquis.

Les actifs éoliens en France sont situés dans la partie nord de la France. La puissance totale installée répartie sur ceux-ci équivaut à 131 MW et la production moyenne annuelle prévue d'électricité atteindra 270 000 MWh lorsque le dernier parc éolien sera mis en service en 2017. Toute l'électricité produite par les parcs éoliens est vendue en vertu de CAÉ à prix fixes, pour une durée initiale de 15 ans avec Électricité de France (7 parcs éoliens) et S.I.C.A.E. Oise (1 parc éolien).

Chaque parc éolien possède entre 4 et 22 turbines, pour un total de 52 turbines Enercon et 10 turbines Nordex. L'âge moyen des installations est de deux ans et l'échéance moyenne des CAÉ est de 13 ans. Tous les actifs sont exploités par le fabricant de turbines éoliennes respectif, selon les modalités de contrats d'exploitation et d'entretien à long terme. La gestion commerciale et technique sera sous la responsabilité de WPD windmanager GmbH & Co. KG, conformément aux contrats à long terme en vigueur. La société entend maintenir les contrats existants en place jusqu'à leur expiration respective.

Le prix d'acquisition de 93 000 000 € (l'équivalent de 137 000 000 $) sera financé en partie par un placement privé de 50 000 000 $ mettant en cause trois entités membres du groupe du Mouvement Desjardins qui ont convenu de souscrire collectivement un placement privé de 3 888 750 actions ordinaires de la société au prix de 12,8576 $ par action. Cette somme sera versée à la clôture de l'acquisition des actifs en exploitation. L'émission de ces actions ordinaires aux termes de ce placement privé est assujettie à l'obtention des approbations règlementaires usuelles des autorités en valeurs mobilières pertinentes, y compris la TSX. De plus, les actions ordinaires émises aux termes du placement privé seront assujetties à une période de restriction à la vente prévue par la loi de quatre mois à compter de leur émission.

Un régime de retraite canadien a également signé une lettre d'intention pour l'acquisition d'une participation dans les projets pour l'investissement potentiel d'une somme totale de 50 000 000 $, à la suite de la clôture de l'acquisition des actifs en exploitation. De plus, Innergex a obtenu un engagement d'un fonds d'infrastructures français pour un financement de 10 000 000 € par dette subordonnée au moyen de ses filiales françaises nouvellement créées pour l'acquisition.

La société a également annoncé la conclusion d'une entente exclusive avec la firme française Société Environnement Minéraux, SARL (« **S.E.M.** ») et le cabinet conseil DRC SARL (« **DRC** ») pour le développement d'un portefeuille de projets éoliens en France totalisant plus de 100 MW. Les firmes françaises S.E.M. et DRC ont convenu de travailler en exclusivité avec Innergex pour une période de cinq ans afin de poursuivre le développement d'un portefeuille comprenant plus de 100 MW développés par S.E.M. au cours des dernières années et auxquels pourraient éventuellement s'ajouter d'autres projets. Tout projet repéré et développé par S.E.M. et DRC appartiendra exclusivement à Innergex. Cette entente permet à Innergex d'allier sa connaissance technique et financière en plus de partager son savoir-faire au niveau du développement de projets éoliens avec deux acteurs du développement de projets éoliens reconnus et expérimentés en France.

Le 25 février 2016, la société, en partenariat avec la bande Indienne de Cayoose Creek, a annoncé qu'elle avait réalisé l'acquisition de la centrale hydroélectrique Walden North de 16 MW (« **centrale Walden North** ») mise en service en 1992 et située sur un terrain privé à Cayoosh Creek près de Lillooet, Colombie-Britannique. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 7 janvier 2016, la société a annoncé qu'après avoir pris en compte tous les avis de choix reçus à l'échéance de la date de conversion, le 31 décembre 2015, relativement au dépôt pour conversion des actions série A en actions série B, les porteurs des actions série A n'ont pas le droit de convertir leurs actions. Un total de 357 543 actions série A ont été déposées aux fins de conversion, ce qui est moins que les 1 000 000 d'actions nécessaires pour procéder à la conversion, le tout selon les modalités des actions série A. Le taux de dividende des actions série A applicable à la période de cinq ans qui a commencé le 15 janvier 2016 et se termine le 15 janvier 2021 exclusivement sera de 3,608 % par année ou 0,2255 $ par action par trimestre. Voir la rubrique « Description de la structure du capital – Actions privilégiées – Actions série A et actions série B ».

SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Exercice 2015

Le 17 mars 2015, Boulder Creek Power Limited Partnership (« **Boulder Creek LP** ») et Upper Lillooet River Power Limited Partnership (« **Upper Lillooet LP** ») ont conclu conjointement un financement de 491,6 M$ pour un prêt de construction et un prêt à terme sans recours pour les projets hydroélectriques situés en Colombie-Britannique de Upper Lillooet River et de Boulder Creek. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets en développement – Projets hydroélectriques en développement – Projet Boulder Creek et projet Upper Lillooet River ».

Le 19 mars 2015, la société a annoncé qu'elle avait reçu de la TSX l'approbation de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités, la société avait le droit de racheter aux fins d'annulation jusqu'à 1 000 000 de ses actions ordinaires. Le 4 septembre 2015, la société a augmenté le droit de racheter à 2 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 2 % de ses actions ordinaires émises et en circulation. L'offre de rachat a débuté le 24 mars 2015 et a pris fin le 23 mars 2016. Dans le cadre de l'offre de rachat, la société a racheté aux fins d'annulation un total de 1 190 173 actions ordinaires.

Le 22 juin 2015, Big Silver Creek Hydro Limited Partnership a clôturé un financement de 197,2 millions de dollars en prêts à la construction et à terme sans recours pour le projet hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek de 40,6 MW, situé en Colombie-Britannique, au Canada (le « **projet Big Silver Creek**»). Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets en développement – Projets hydroélectriques en développement – Projet Big Silver Creek ».

Le 4 juillet 2015, le chantier de construction du projet hydroélectrique Upper Lillooet en Colombie-Britannique a été atteint par un feu de forêt qui a balayé la région et a été évacué. En mi-septembre, les travaux de construction ont repris. Le feu a causé des dommages très limités sur le site du projet et l'ensemble des structures et de l'équipement est demeuré intact, à l'exception d'une partie de la ligne de transport reliant les deux centrales. La société s'attend à ce que le produit d'assurance couvre les dommages et à ne pas subir de conséquences financières défavorables importantes à la suite du feu de forêt. Le 23 décembre 2015, la société a reçu une lettre de la British Columbia Hydro and Power Authority (« **BC Hydro** ») acceptant que la demande constituait une force majeure dans le cadre du CAÉ et reportant la date de mise en service commercial de 98 jours.

Le 10 août 2015, la société a clôturé un placement par voie de prise ferme d'un capital global de 100,0 millions de dollars de débentures convertibles 4,25 % (les « **débentures convertibles 4,25 %** ») au prix de 1 000 $ par débenture (le « **placement de débentures convertibles 4,25 %** »). Les débentures convertibles 4,25 % sont subordonnées et non garanties, leur date d'échéance est le 31 août 2020 et elles portent intérêt au taux annuel de 4,25 %, payable semestriellement, et sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires au prix de conversion de 15,00 $ l'action ordinaire (le « **prix de conversion** »), le tout tel que prévu aux termes de la convention de prise ferme (la « **convention de prise ferme relative aux débentures convertibles 4,25 %** ») datée du 24 juillet 2015 intervenue entre la société et Financière Banque Nationale Inc., Valeurs Mobilières TD Inc., BMO Nesbitt Burns Inc., Valeurs mobilières Desjardins inc., Marchés mondiaux CIBC inc., Scotia Capitaux Inc. et Industrielle Alliance Valeurs mobilières inc., à titre de preneurs fermes. Les débentures convertibles 4,25 % ont commencé à être négociées à la TSX le 10 août 2015 sous le symbole « INE.DB.A ». Voir la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 4,25 % ».

Le 20 août 2015, la société a réalisé le rachat annoncé précédemment de toutes les débentures convertibles 5,75 % qui venaient à échéance le 30 avril 2017 (les « **débentures convertibles 5,75 %** »), conformément aux dispositions de l'acte de fiducie daté du 8 mars 2010 régissant ces débentures. À la date du rachat, le 20 août 2015, il y avait des débentures convertibles 5,75 % d'un capital de 41 591 000 $ émises et en circulation. L'inscription à la TSX des débentures convertibles 5,75 % a été radiée le 20 août 2015.

Le 28 septembre 2015, le Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), S.E.C. (« **Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC** ») a conclu un financement de 311,7 millions de dollars en prêts à la construction et à terme sans recours pour un projet de parc éolien de 150 MW situé dans la péninsule gaspésienne, au Québec (le « **projet Mesgi'g Ugju's'n (MU)** »). Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets éoliens en développement – Projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) ».

Le 13 octobre 2015, la société a annoncé la signature d'une déclaration commune d'intention avec la *Comisión Federal de Electricidad* (« **CFE** ») du Mexique, une entreprise gouvernementale productive qui produit et distribue de l'électricité à plus de 38,5 millions de clients, représentant 120 millions de Mexicains, afin d'étudier conjointement plusieurs occasions de projets d'énergie renouvelable sélectionnés au Mexique. L'objectif principal de cette entente est de coordonner les efforts et de développer des activités qui permettront à Innergex et à la CFE de définir leur participation conjointe dans le développement de projets potentiels d'énergie renouvelable, particulièrement des petites centrales hydroélectriques de moins de 200 MW.

Le 25 octobre 2015, Tretheway Creek Hydro Limited Partnership (« **Tretheway Creek LP** ») a commencé la mise en service commercial de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Tretheway Creek de 21,2 MW, située en Colombie-Britannique au Canada (la « **centrale Tretheway Creek** »). Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 15 décembre 2015, la société et la bande Indienne de Cayoose Creek ont annoncé la signature d'une entente pour l'acquisition conjointe de la centrale Walden North, une centrale de 16 MW située sur un terrain privé à Cayoosh Creek près de Lillooet, en Colombie Britannique et ont formé une société en commandite afin d'acquérir conjointement les actifs de la centrale Walden North de FortisBC pour 9,2 millions de dollars. La clôture de l'acquisition était soumise aux conditions habituelles et a été achevée le 25 février 2016.

Exercice 2014

Le 18 février 2014, la société a annoncé que Kwoiek Creek Resources Limited Partnership (« **Kwoiek Creek SEC** ») et BC Hydro se sont entendues pour clarifier le niveau de la capacité stipulée et de la date de mise en service commercial de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Kwoiek Creek en Colombie-Britannique, Canada (la « **centrale Kwoiek Creek** »), les modifications ont ensuite été approuvées par la British Columbia Utilities Commission et, selon cette entente, la date de mise en service commercial a été déclarée en vigueur au 1er janvier 2014. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 20 mars 2014, la société a annoncé qu'elle a reçu l'approbation de la TSX pour procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités. L'offre de rachat a débuté le 24 mars 2014 et s'est terminée le 23 mars 2015. Dans le cadre de cette offre de rachat, la société avait le droit de racheter pour fins d'annulation jusqu'à 1 000 000 de ses actions ordinaires, soit environ 1,1 % des 95 860 979 actions ordinaires émises et en circulation de la société au 19 mars 2014. Dans le cadre de cette offre de rachat expirée le 23 mars 2015, la société n'a procédé à aucun rachat de ses actions ordinaires.

Le 24 mars 2014, la société a annoncé que Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC a signé un contrat d'achat d'électricité avec Hydro-Québec Distribution d'une durée de 20 ans pour le projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) et le 16 octobre 2014, Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC a obtenu un décret du gouvernement du Québec pour le projet Mesgi'g Ugju's'n (MU). Innergex détient 50 % de cette entité et les trois communautés Mi'gmaq du Québec, soit Gesgapegiag, Gespeg and Listuguj (« **communautés Mi'gmaq** »), détiennent la participation restante de 50 %. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets éoliens en développement – Projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) ».

Le 20 juin 2014, la société et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins ont annoncé qu'Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. a réalisé l'acquisition auprès de Hydrowatt SM-1 Inc. et d'autres sociétés reliées (« **Hydrowatt** ») de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Sainte-Marguerite-1 (la « **centrale SM-1** ») située au Québec. La centrale SM-1 est une centrale hydroélectrique de 30,5 MW située sur des terres privées près de la ville de Sept-Îles, au Québec. Le prix d'achat final était d'environ de 80,1 millions de dollars soit environ 38,4 millions de dollars en espèces et 41,7 millions de dollars par l'émission de parts privilégiées d'Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. Hydrowatt a immédiatement transféré les parts privilégiées d'Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. à Innergex en échange de 4 027 051 actions ordinaires nouvellement émises de la société. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées au Québec ».

Le 12 août 2014, la société et la Nation In-SHUCK-ch ont annoncé la signature commune d'un accord de partenariat concernant le développement de projets hydroélectriques en Colombie-Britannique. Les parties ont convenu des conditions commerciales d'un partenariat 50-50 pour développer six projets hydroélectriques au fil de l'eau totalisant environ 150 MW.

Le 30 septembre 2014, Tretheway Creek LP a conclu un financement de 92,9 millions de dollars pour un prêt de construction et un prêt à terme sans recours pour la centrale Tretheway Creek. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 6 novembre 2014, la société a signé une convention modificative pour prolonger sa facilité de crédit à terme de 2018 à 2019 en plus de faire passer temporairement sa capacité d'emprunt de 425 millions de dollars à 475 millions de dollars jusqu'au 30 juin 2015.

Exercice 2013

Le 10 mai 2013, les communautés Mi'gmaq du Québec, avec lesquelles la société a une entente de partenariat, ont été choisies par le gouvernement du Québec pour le projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) de 150 MW. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets en développement – Projets éoliens en développement – Projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) ».

Le 23 mai 2013, Northwest Stave River Hydro Limited Partnership a conclu un financement de 72 millions de dollars pour un prêt de construction et un prêt à terme sans recours pour la centrale Northwest Stave River de 17,5 MW.

Le 17 juin 2013, la société a prolongé sa facilité de crédit à terme renouvelable de 425 millions de dollars d'une nouvelle durée de cinq ans venant à échéance en 2018. Les modalités sont demeurées sensiblement inchangées tandis que la disponibilité flexible de la facilité a été accrue.

Le 26 juin 2013, Innergex CAR, S.E.C. a conclu un financement de 52,8 millions de dollars pour un prêt à terme sans recours en vue de refinancer sa participation dans le parc éolien Carleton situé dans la péninsule gaspésienne au Québec, Canada (le « **parc éolien Carleton** »).

Le 25 juillet 2013, la société a réalisé l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie située au Québec du groupe de sociétés Hydroméga (la « **centrale Magpie** »). La centrale Magpie est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 40,6 MW située sur des terres publiques dans la Municipalité Régionale de Comté de Minganie, dans le nord-est du Québec et la société a versé un coût d'achat d'environ 28,6 millions de dollars en espèces et pris en charge des dettes liées au projet totalisant 50,4 millions de dollars. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées au Québec ».

La société a acquis 99,996 % des parts ordinaires de la centrale Magpie. Toutefois, la Municipalité Régionale de Comté de Minganie détient 30 % des parts votantes ainsi qu'une débenture convertible d'une valeur nominale de 3 millions de dollars, qui comporte un paiement d'intérêt annuel d'environ 465 000 $, et une débenture d'une valeur nominale de 2 millions de dollars ne portant pas intérêt et remboursable sur les cinq prochaines années. La débenture convertible confère à la municipalité une participation de 30 % dans la centrale lors de la conversion de cette débenture au plus tard le 1er janvier 2025.

Le 7 août 2013, Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. (« **Viger-Denonville SEC** ») a conclu un financement pour un prêt de construction et un prêt à terme sans recours de 61,7 millions de dollars pour le projet éolien Viger-Denonville, situé au Québec.

Au début de novembre 2013, la société a commencé un programme d'amélioration des immobilisations d'environ 7 millions de dollars à la centrale hydroélectrique Miller Creek de 33 MW, en Colombie-Britannique. Le travail comportait la préparation de surface et le revêtement de la conduite forcée, la refonte et la réorganisation de la prise de l'eau pour réduire l'intrusion de sable et de sédiments et améliorer la performance hydraulique, et le remplacement de certains composants de la turbine. Par suite de ces améliorations, la production annuelle moyenne à long terme de la centrale a augmenté de l'ordre de 5 % pour passer de 97 900 mégawatts par heure (« **MWh** ») à 102 795 MWh.

Le 19 novembre 2013, Viger-Denonville SEC a commencé la mise en service commercial du parc éolien Viger-Denonville de 24,6 MW, situé au Québec. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parc éoliens situés au Québec ».

Le 17 décembre 2013, la société et la Saik'Uz First Nation ont signé une lettre d'intention et un protocole d'entente sur le savoir traditionnel concernant le développement d'un projet éolien potentiel de 210 MW à Nulki Hills près de Vanderhoof, en Colombie-Britannique.

À compter du 18 décembre 2013, la société a commencé la mise en service commercial de la centrale Northwest Stave River. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

Le 20 décembre 2013, la société a ajouté à l'indice composé S&P/TSX, l'indice de dividendes composé S&P/TSX, l'indice des revenus sur les actions S&P/TSX et l'indice composé à faible volatilité S&P/TSX.

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 (par exemple, des déchets ligneux provenant de l'exploitation des produits forestiers) et les gaz d'enfouissement; iv) les sources géothermiques, comme la chaleur ou la vapeur; et v) le soleil. La demande pour les sources d'énergie renouvelable en Amérique du Nord ne cesse de croître et est en grande partie influencée par une tendance à long terme vers des politiques plus strictes en matière de protection de l'environnement ainsi que par une demande accrue pour de l'énergie. 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 les responsables des orientations politiques ont reconnu de plus en plus les avantages liés à l'énergie produite par des producteurs d'énergie indépendants.

Plusieurs raisons expliquent le rôle croissant joué par les producteurs indépendants dans l'approvisionnement en énergie renouvelable en Amérique du Nord, notamment : la demande croissante d'énergie, la sensibilisation accrue aux avantages de l'énergie renouvelable dans la lutte aux impacts des changements climatiques, l'intensification des mesures incitatives mises de l'avant par les gouvernements en vue d'accroître la capacité de production d'énergie renouvelable, la disponibilité de contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties solvables, ce qui permet aux producteurs indépendants d'énergie d'élaborer de nouveaux projets dans un environnement peu risqué tout en pouvant s'attendre à des flux de trésorerie contractuels stables à long terme, la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité, et l'amélioration rapide de la compétitivité de l'énergie renouvelable sur le plan des coûts et de l'efficacité des producteurs indépendants d'énergie. Bien que dans de nombreux pays, l'offre abondante de gaz naturel au cours des dernières années s'est traduite par des prix peu élevés qui ont accru l'attrait de cette source d'énergie pour produire de l'électricité, les améliorations technologiques et les économies d'échelle ont réduit considérablement les coûts de l'approvisionnement en énergie renouvelable, en particulier l'énergie éolienne et solaire. Dans un grand nombre de marchés, l'électricité provenant de ces sources est offerte à un prix concurrentiel par rapport au gaz naturel et le coût de l'énergie renouvelable de source éolienne et solaire est sensiblement plus stable à long terme, étant donné qu'il n'est pas soumis aux fluctuations des prix de la ressource sous-jacente d'une année à l'autre.

En outre, la 21e Conférence des parties qui s'est tenue à Paris, en France, du 30 novembre au 11 décembre 2015, a donné un élan considérable au développement des énergies renouvelables dans le monde et à la mise en œuvre d'une politique de transition vers les énergies propres et renouvelables. Dans le cadre du Programme des Nations Unies pour l'environnement, les premières interventions politiques internationales dans le dossier des changements climatiques ont eu lieu lors du Sommet de la terre de Rio en 1992; la « Convention de Rio » a alors débouché sur l'adoption de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Cette convention définissait un cadre d'action visant à stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère afin de prévenir de « dangereuses interférences anthropogéniques avec le système climatique ». L'accord conclu à l'issue de la Conférence de Paris de 2015 sur le climat (l'« **Accord de Paris** ») s'applique à l'échelle mondiale et vise à limiter le réchauffement mondial bien au-dessous de 2°C. L'Accord de Paris définit une vision à long terme afin de réduire considérablement les émissions mondiales et d'éliminer le charbon des sources d'énergie mondiales grâce au déploiement d'un plan ambitieux de transition vers les énergies renouvelables dans le cadre de la stratégie énergétique de chaque pays.

ÉNERGIE RENOUVELABLE AU CANADA

Au cours des dernières années, la croissance importante de la production d'énergie renouvelable au Canada a été le résultat de la hausse des coûts liés aux sites hydroélectriques à grande échelle, des préoccupations du public relativement à la production d'énergie nucléaire, de la qualité de l'air et des gaz à effet de serre, des améliorations des technologies d'énergie renouvelable; et des délais plus courts de construction pour certains projets d'énergie renouvelable. Des mesures incitatives fédérales et provinciales comme les contrats d'achat à prix fixe à long-terme, l'amortissement accéléré et les normes de portefeuille renouvelable (« **NPR** »), dont il est question plus loin, soutiennent également la production d'électricité au Canada.

Bien que ces facteurs sous-jacents favorables fondamentaux doivent soutenir la croissance de la production d'énergie renouvelable à long terme, un certain nombre de facteurs peuvent réduire la demande à court terme pour l'énergie renouvelable au Canada. Ceux-ci comprennent: les excédents d'électricité de certains services publics; et l'abondance de gaz de schiste qui entraîne des prix beaucoup plus bas pour le gaz naturel, l'une des sources de combustibles fossiles de la production d'électricité.

En réponse à la tendance à long terme en faveur de politiques plus strictes en matière de protection de l'environnement, plusieurs gouvernements provinciaux ont instauré des NPR qui établissent une cible d'augmentation de la proportion d'énergie renouvelable par rapport au bouquet énergétique produit afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps. Ces NPR reflètent habituellement les différentes questions liées aux ressources associées à la production d'électricité, compte tenu de la structure de l'industrie électrique et des conditions géographiques de chaque province. Bien que ces NPR soient parfois appliquées et mises en œuvre sous forme d'objectifs ou de cibles plutôt que d'exigences obligatoires, les autorités provinciales ou leurs entreprises de services publics s'en servent pour s'approvisionner en sources d'énergie renouvelable et, dans certains cas, offrent des CAÉ dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels. Ce processus vise à assurer que les cibles visées par les NPR sont atteintes au coût le plus bas possible et compte tenu de la plus haute probabilité d'exécution des projets. Ces mécanismes, qui simplifient les processus de négociation et de financement et réduisent les coûts liés à l'obtention d'un CAÉ à long terme, peuvent favoriser l'atteinte des objectifs de production d'énergie renouvelable.

Au Canada, les gouvernements provinciaux sont responsables de la gestion des ressources naturelles dans les limites de leurs frontières. Par conséquent, la plupart des objectifs pour l'énergie renouvelable sont déterminés par les provinces. Plusieurs provinces visent un pourcentage déterminé d'électricité provenant de sources renouvelables, notamment :

- Colombie-Britannique – 93 % de l'électricité totale à partir de ressources propres ou renouvelables;
- Ontario – accroissement de la puissance installée d'énergie hydroélectrique à 9 300 MW et développement de 10 700 MW à partir de l'énergie éolienne et solaire et de la bioénergie d'ici 2021; et
- Québec – développement de 4 000 MW d'énergie éolienne. 3 262 MW ont déjà été développés et 700 MW le seront dans les deux prochaines années. Une capacité supplémentaire de 100 MW d'énergie éolienne a été ciblée pour chaque tranche de 1 000 MW de puissance installée d'énergie hydroélectrique supplémentaire.

Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques. Compte tenu d'une puissance hydroélectrique installée estimative de plus de 75 000 MW, il est le troisième plus important producteur d'énergie hydroélectrique dans le monde. En outre, selon l'Association canadienne de l'hydroélectricité, le pays compte un potentiel non développé techniquement réalisable estimé de 163 000 MW. Malgré la concurrence pour les sites appropriés et les défis que représente le transport de l'énergie sur de longues distances, les faibles coûts d'exploitation et la longue durée de vie utile de ces installations permettent de croire que la production d'énergie hydroélectrique continuera d'être une importante source d'énergie abordable pendant plusieurs années. Les corridors de transport au Canada ont traditionnellement relié les principales installations de production aux grands centres consommateurs, ce qui signifie que les investissements stratégiques dans de nouveaux corridors de transport joueront un rôle important dans la mise en valeur de projets hydroélectriques et d'autres projets isolés de production d'énergie renouvelable.

Au cours des dernières années, selon l'Office national de l'énergie, la production d'énergie éolienne est devenue commercialement viable et constitue maintenant la source d'énergie renouvelable qui connaît la croissance la plus rapide au pays. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, le Canada se situe au septième rang pour la production d'énergie éolienne dans le monde avec une puissance installée de plus de 11 205 MW et au sixième rang avec la mise en service de 1 506 MW de nouvelle énergie éolienne en 2015, ce qui correspond à l'objectif de mettre en service 1 500 MW de nouvelle énergie éolienne par année au cours des prochaines années. Plusieurs raisons expliquent la vitalité de l'industrie de l'énergie éolienne, notamment, sa compétitivité accrue sur le plan des coûts d'énergie éolienne attribuable aux économies d'échelle et aux améliorations technologiques, les NPR provinciales, des délais relativement courts de construction et des bonnes sources d'énergie éolienne, y compris des vents forts dans diverses régions rurales et de vastes côtes ainsi que de nombreuses DDP provinciales visant l'énergie renouvelable. Les défis usuels de disponibilité des ressources et de transport existent au Canada et, dans certaines régions, l'accès aux lignes de transport avec une puissance disponible constitue un enjeu d'ordre économique ou réglementaire.

L'énergie solaire s'est implantée au Canada au cours des dernières années, en particulier en Ontario. Lors d'une conférence commanditée par l'Association des industries solaires du Canada qui s'est tenue en mai 2015, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a indiqué que la province compte une puissance installée de 1 550 MW et qu'une puissance supplémentaire de 825 MW fait l'objet de contrats ou de projets de développement. Bien que l'énergie solaire coûte plus cher que les sources d'énergie traditionnelles et les autres sources d'énergie renouvelable, les coûts de production diminuent constamment grâce aux améliorations technologiques et aux économies d'échelle. Le gouvernement de l'Ontario a annoncé son intention de soutenir l'industrie de l'énergie solaire de la province et prévoit l'approvisionnement de 150 MW d'énergie solaire en 2016.

ÉNERGIE RENOUVELABLE DANS CERTAINS AUTRES MARCHÉS

Aux États-Unis, la société continuera d'évaluer de façon sélective des occasions potentielles, particulièrement à la lumière de la priorité accordée par l'administration actuelle à la question des changements climatiques et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (« **GES** »), ainsi que de l'existence de NPR dans plusieurs États et de l'augmentation de l'approvisionnement en énergie renouvelable. Selon l'Energy Information Association des États-Unis, la part de l'énergie renouvelable dans la production d'électricité devrait augmenter pour passer de 12 % en 2012 à 16 % en 2040. À court terme, la production d'énergie renouvelable devrait augmenter à la faveur des crédits d'impôts fédéraux et des politiques à l'échelle des États. À long terme, cependant, la croissance de l'énergie renouvelable devrait être alimentée par la compétitivité accrue au niveau des coûts par rapport aux autres technologies non renouvelables. Dans de nombreux marchés aux États-Unis, l'énergie éolienne et l'énergie solaire comptent déjà parmi les sources d'énergie les plus économiques, et ce, même lorsqu'on les compare avec le gaz naturel, dont le coût actuel est peu élevé.

Dans les pays en développement de l'Amérique latine, la demande d'électricité reste forte et les gouvernements cherchent à accroître leur production d'énergie renouvelable, ayant amplement d'approvisionnements de celle-ci. Par ailleurs, les pays européens au développement plus avancé ont adopté des objectifs ambitieux de réduction des émissions de GES et s'emploient à réduire leur dépendance envers les sources d'énergie traditionnelles, deux priorités nécessitant une part accrue des énergies renouvelables dans les portefeuilles énergétiques de ces pays. La société estime qu'il existe plusieurs marchés dans lesquels elle peut transposer son modèle d'affaires axé sur le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable.

Le 13 octobre 2015, la société a annoncé la signature d'une déclaration commune d'intention avec la CFE du Mexique, une entreprise gouvernementale qui produit et distribue de l'électricité à plus de 38,5 millions de clients, représentant 120 millions de Mexicains, afin d'étudier conjointement plusieurs occasions de projets d'énergie renouvelable sélectionnés au Mexique. L'objectif principal de cette entente est de coordonner les efforts et de développer des activités qui permettront à Innergex et à la CFE de définir leur participation conjointe dans le développement de projets potentiels d'énergie renouvelable, particulièrement des petites centrales hydroélectriques de moins de 200 MW.

Au cours des deux dernières années, le gouvernement mexicain a entrepris de vastes réformes de son marché de l'électricité, s'ouvrant aux producteurs privés. D'ambitieuses cibles ont été fixées pour augmenter la capacité énergétique afin de satisfaire une demande d'électricité en forte croissance, tout en amorçant la transition d'une production basée sur des énergies fossiles à celle basée sur des énergies renouvelables et ce, dans le but d'atteindre des cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre. En tant que plus grand producteur d'électricité au pays, la CFE cherche à faire des investissements significatifs afin de respecter les quotas annuels d'énergie renouvelable.

Le 30 novembre 2015, le Centre National de l'Énergie du Mexique (le « **CENACE** ») a publié les règles de soumission (les « **règles de soumission** ») en vue de la participation aux premières enchères à long terme en énergie au Mexique (les « **enchères** »). Les enchères visent la conclusion d'ententes sur la couverture en électricité pour le compte de la CFE en vue de l'acquisition de production électrique, d'énergie électrique cumulative et de certificats d'énergie propre. La société envisage de participer à ces enchères et a un projet admissible avec un partenaire.

En France, la société a récemment annoncé la conclusion d'ententes visant l'acquisition des actifs éoliens en France et continue d'évaluer d'autres occasions de projets d'énergie renouvelable. Depuis 2007, la France mène une stratégie pour le développement des énergies renouvelables sur son territoire. La politique énergétique de la France met l'accent sur la mise en œuvre des énergies renouvelables et vise une production supplémentaire de 20 mégatonnes d'équivalent pétrole par rapport à 2006, soit le double environ de sa production d'énergie renouvelable d'ici 2020.

CADRE RÉGLEMENTAIRE ET MARCHÉ 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 locale, Hydro-Québec est le détenteur des droits exclusifs de distribution d'électricité sur tout le territoire québécois.

La Régie de l'énergie, un organisme de réglementation économique, 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 DDP auprès des fournisseurs d'énergie intéressés ou dans certains exceptions, selon un décret spécifique du gouvernement, négocier et conclure un CAÉ sans DDP. La Régie de l'énergie surveille toutes les DDP pour l'approvisionnement d'énergie au Québec.

En décembre 2013, Hydro-Québec a lancé une DDP pour l'approvisionnement de 450 MW de nouvelle énergie éolienne, y compris 300 MW pour des projets dans les régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie et des projets de 150 MW ailleurs dans la province. Les conditions applicables aux DDP prévoyaient un prix maximum de 0,09 $ par kilowatt heure (« **kWh** »), des exigences minimales de contenu local de 60 % et une participation d'au moins 50 % de chaque projet détenue par une communauté locale, notamment des corps municipaux, les Premières Nations et les COOPs. Un total de 54 soumissions représentant 6 627 MW ont été soumises lors de cette DDP très concurrentielle. En décembre 2014, Hydro-Québec a annoncé qu'elle avait accepté trois soumissions totalisant 446,4 MW, avec un prix moyen de 0,076 $ par kWh (0,063$ par kWh en incluant le coût de transmission). Cette capacité supplémentaire devrait permettre à la province d'atteindre son objectif de développer 4 000 MW de capacité installée d'énergie éolienne, tel qu'indiqué dans sa stratégie énergétique pour la période 2006-2015.

Le 21 décembre 2015, le gouvernement du Québec, en collaboration avec Hydro-Québec, a annoncé l'émission d'un bloc de 200 MW d'énergie éolienne à la Première Nation Innu de la région de la Côte-Nord. La société prévoit explorer des occasions relativement à ce projet. La société demeure confiante dans la viabilité à long terme des projets de petites centrales hydroélectriques et de parcs éoliens dans la province et elle continue de faire progresser plusieurs projets en vue d'occasions futures d'approvisionnement en énergie renouvelable. En outre, les prix liés à la récente demande de propositions démontrent la compétitivité de l'énergie renouvelable au Québec, et ce, même dans le contexte de la faiblesse des prix des combustibles fossiles et du potentiel d'approvisionnement que présentent les grands barrages hydroélectriques.

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. BC Hydro a lancé diverses DDP au cours des 10 dernières années afin de s'approvisionner en électricité sur une base concurrentielle des producteurs d'énergie indépendants.

En octobre 2013, le programme d'offre standard de BC Hydro a été mis à jour. Ce programme vise à encourager le développement de petits projets d'énergie propre en Colombie-Britannique et a été élargi en vertu de la loi intitulée *Clean Energy Act*. Le programme actuel permet au projet d'utiliser non seulement des technologies prouvées, mais également des technologies prototypes et quasi-commerciales, et prévoit l'octroi de CAÉ aux projets ayant une puissance nominale maximale pouvant atteindre 15 MW. BC Hydro a également rajusté le prix des projets faisant l'objet de CAÉ aux termes du programme d'offre standard de façon comparable à celui des projets faisant l'objet de CAÉ aux termes du Clean Power Call, le prix de chaque projet étant établi en fonction de la région dans laquelle le projet est situé.

En novembre 2013, BC Hydro a rendu publique sa planification intégrée des ressources qui prévoit un ensemble de mesures pour répondre à l'augmentation prévue de la demande en électricité ainsi qu'un ensemble de mesures appuyant un secteur de l'énergie propre, sain et diversifié et qui fait la promotion d'occasions dans le secteur de l'énergie propre pour les Premières Nations, sans toutefois fixer à ce stade des cibles d'approvisionnement déterminées pour l'énergie renouvelable. Les objectifs de la province visant l'expansion des secteurs de l'exploitation minière et de gaz naturel liquéfié (« **GNL** ») peuvent donner lieu à des occasions de développement dans le secteur de l'énergie renouvelable. Toutefois, le déclin du secteur des ressources et le report de plusieurs propositions de GNL ont donné lieu à une demande plus faible que prévu. Les travaux de construction ont débuté au projet de barrage

hydroélectrique Site C de 1 100 MW de BC Hydro. Le projet, dont la mise en service est prévue pour 2024, pourrait signifier des perspectives plus limitées pour les producteurs indépendants d'électricité. Le barrage site-C est une composante du plan de ressources intégré de BC Hydro qui doit être mis à jour en 2016, une fois que la province annoncera son plan sur le climat (Climate Leadership Plan). La planification intégrée des ressources est un plan stratégique flexible à long terme qui vise à satisfaire à la croissance de la demande de la province en électricité au cours des 20 prochaines années.

Ontario

La Commission de l'énergie de l'Ontario réglemente la tarification résidentielle pour l'électricité produite à partir des centrales nucléaires et des grandes centrales hydroélectriques de l'Ontario Power Generation (« **OPG** ») et, impose des plafonds aux produits d'exploitation annuels à l'égard des centrales de charbon et des plus petites centrales hydroélectriques d'OPG. L'Independent Electricity System Operator, qui a fusionné avec l'OPG en janvier 2015, veille 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.

Le gouvernement de l'Ontario a annoncé en juin 2013 qu'il délaissera l'approvisionnement en capacité d'énergie renouvelable dans le cadre du programme de tarifs de rachat garantis (le « **FIT** ») pour les projets d'envergure et a mis fin aux soumissions de projets de grande envergure dans le cadre du FIT pour lesquels aucun contrat n'a été attribué. Le gouvernement de l'Ontario a mis en place un processus d'approvisionnement concurrentiel, le Programme d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable (« **AGER** »), qui prendra en compte les besoins et les préoccupations des communautés locales, notamment les municipalités et les Premières Nations. La première phase du processus d'approvisionnement AGER (« **AGER I** »), qui a commencé au début de 2015, est maintenant terminée. Les cibles d'approvisionnement pour l'AGER I étaient de 300 MW d'énergie éolienne, de 140 MW d'énergie solaire, de 75 MW d'énergie hydraulique et de 50 MW de bioénergie. La société a plusieurs projets éoliens et solaires qu'elle continue de faire progresser en prévision des soumissions dans le cadre de la deuxième phase du processus d'approvisionnement AGER (« **AGER II** »). D'autres projets potentiels en Ontario, en particulier dans le secteur éolien, continuent de dépendre de l'expansion du réseau de transport dans le nord de la province et des décisions sur la remise en état de centrales nucléaires, et présentent un potentiel de croissance à plus long terme.

MÉTHODE DE PRODUCTION

Processus de production de l'énergie hydroélectrique

Les centrales de production hydroélectrique 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 et une conduite forcée ou un tunnel jusqu'à la 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. L'eau fait tourner la turbine qui transfère l'énergie hydraulique en énergie mécanique qui 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.

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, les centrales hydroélectriques sont exploitées à distance sans personnel. Compte tenu de ces facteurs et de la fiabilité de l'équipement hydroélectrique, les frais d'exploitation des centrales hydroélectriques sont 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 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 associées à la production d'énergie combustible fossile et d'énergie nucléaire. Aucune quantité importante de déchets résiduels n'est produite au cours du processus de production d'énergie, l'eau est tout simplement retournée 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 d'une éolienne, qui sont attachées à une tige centrale pour faire pivoter une génératrice. Les éoliennes sont munies d'un système de contrôle qui optimise la production d'électricité et s'adapte à la variation de la vitesse et de la direction du vent.

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 de méthodes classiques de production d'énergie.
Faibles risques 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 énergétique 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 peut fonctionner comparativement au temps total. La différence entre les deux est en grande partie attribuable à l'entretien et aux réparations. La disponibilité moyenne d'éoliennes modernes est habituellement d'environ 98 %.
Production écologique	Les parcs éoliens ne produisent pas d'émissions de gaz à effet de serre 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.

Processus de production de l'énergie solaire photovoltaïque

Les centrales de production d'énergie solaire PV sont composées d'un éventail de panneaux solaires. Ces panneaux solaires sont fabriqués à partir de petites photopiles (encastrées dans du verre afin de les protéger des éléments), lesquelles photopiles convertissent le rayonnement électromagnétique du soleil en électricité au moyen de semiconducteurs. Les semiconducteurs utilisent des photons de lumière afin de transformer les électrons en une énergie plus puissante et de créer de l'électricité (processus connu sous le nom d'effet photovoltaïque).

L'électricité produite par les centrales de production solaire PV est sous forme de courant direct (flux d'électricité unilatéral). Un convertisseur est nécessaire afin de convertir le courant électrique continu en courant alternatif, lequel courant est utilisé pour la plupart des réseaux de distribution et de transport d'électricité.

Une liste des principaux avantages de la production d'énergie solaire PV figure ci-après.

Frais de construction et d'exploitation	La production d'énergie solaire par des parcs solaires PV est en croissance partout dans le monde. Les frais de production d'énergie solaire PV restent élevés par rapport à l'énergie hydroélectrique ou éolienne, et nécessitent encore des investissements du gouvernement pour de nouveaux projets qui seront construits au Canada. Cependant, les coûts ont, progressivement, été en baisse en raison de l'efficacité de la technologie et de l'approvisionnement. Le coût des modules photovoltaïques solaires est de plus en plus abordable et leur fiabilité a été prouvée par les projets dont l'exploitation dure depuis plus de 20 ans.
Production écologique	Les parcs solaires PV ne produisent pas d'émissions de gaz à effet de serre, qui ont des effets négatifs importants sur l'environnement. La production d'énergie solaire ne crée pas de pollution de l'eau et de l'air associée à des combustibles fossiles et à la production d'énergie nucléaire. L'impact visuel des projets solaires est négligeable et les terrains qu'ils occupent peuvent entièrement être remis en état sans causer d'incidences négatives après la fin du projet et la plupart du matériel, notamment les installations de stockage et les modules, peut être entièrement retiré et recyclé.
Ressource fiable	La disponibilité du soleil, en termes de durée et d'intensité, a été et est généralement surveillée durant une longue période et est bien documentée. La variation annuelle de la ressource se situe dans la fourchette de 3 % à 4 %.
Construction, exploitation et entretien	Les parcs solaires PV sont relativement faciles à construire et la plupart des frais qui y sont associés peuvent être quantifiés avant la construction. La construction d'un projet de centrale solaire comprend une fondation standard et des systèmes de stockage, des modules PV, ainsi qu'un système de câblage et de branchement au réseau d'énergie. Les structures civiles se limitent à l'entretien des routes d'accès, des clôtures et d'un petit édifice de contrôle. L'entretien d'une centrale solaire est relativement simple étant donné qu'elle ne comporte aucune composante mécanique telle que pour les turbines. Le rendement des systèmes PV est surveillé par un système de surveillance informatique et son entretien se limite à quelques nettoyages et quelques réparations mineures.

FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LE RENDEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Les projets d'énergie renouvelable, comme les centrales hydroélectriques au fil de l'eau, les parcs éoliens et les parcs solaires PV, 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 qui à son tour permet à la production d'électricité d'être estimée en utilisant une analyse statistique.

La production annuelle prévue d'une turbine est calculée comme suit :

Production annuelle (MWh) = capacité de la turbine (MW) x nombre d'heures d'une année (h) x facteur d'utilisation (%)

La production annuelle prévue d'une centrale de production solaire PV est calculée comme suit :

Production annuelle (MWh) = capacité des panneaux (MW) x nombre d'heures d'une année (h) x facteur d'utilisation (%)

La « capacité de la turbine », mesurée en mégawatts, est un indice de la capacité de production d'électricité d'une turbine. La capacité 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 turbines hydroélectriques sont généralement conçues sur mesure en fonction des caractéristiques du site. Les éoliennes terrestres actuelles construites à des fins commerciales sont dotées d'une capacité variant moins de deux MW à plus de trois MW.

Puisque le fonctionnement d'une turbine dépend du débit de l'eau ou de la vitesse du vent, une turbine ne fonctionne pas toutes les heures de l'année. La production des parcs solaires dépend de la lumière du soleil. 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 ou des panneaux solaires de fonctionner à leur capacité maximale théorique, les principaux facteurs sont le débit d'eau, la vitesse des vents et l'irradiance. Par conséquent, une turbine ou les panneaux solaires fonctionneront pendant de longues périodes à des puissances de sortie inférieures à la puissance nominale. D'autres facteurs peuvent également influer sur le facteur d'utilisation mais ils sont généralement beaucoup moins importants. Par exemple, l'entretien annuel courant réduira le nombre d'heures pendant lesquelles le matériel peut être utilisé à des fins de production. Par ailleurs, la défaillance du matériel peut entraîner des arrêts imprévus de la production.

En général, les projets hydroélectriques ont des facteurs d'utilisation variant de 40 % à 70 %, les projets éoliens ont des facteurs d'utilisation variant de 25 % à 40 % en fonction des divers facteurs propres aux sites, et les projets solaires PV ont des facteurs d'utilisation variant d'environ 10% pour les applications de la technologie à couche mince fixe à plus de 20 % pour les modules monocristallins munis d'un système de suivi à deux axes.

ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL

La société fait 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, principalement au Québec, en Colombie-Britannique et en Ontario ainsi que de la disponibilité des lignes de transport et de la conjoncture économique générale au Canada. Au sein de ce secteur, la société subit la concurrence de grands services publics, des producteurs d'électricité par l'entremise du charbon, du nucléaire et du gaz naturel, d'autres producteurs d'électricité indépendants et institutions comme les fonds de gestion de placements. Le prix du marché pour le gaz naturel et d'autres marchandises sont des moteurs importants dans la tarification de l'électricité qui sont en concurrence avec la tarification d'électricité à partir de l'énergie renouvelable. En outre, 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 d'appel d'offres concurrentiel. Elle peut également faire face à de la concurrence quant aux acquisitions pouvant attirer des soumissions concurrentielles provenant d'autres acheteurs potentiels. La société gère les risques que pose cet environnement concurrentiel grâce à son processus de planification stratégique continu. Ces risques sont de plus en plus limités par le portefeuille de projets géographiquement diversifié de la société, sa stratégie axée sur les projets renouvelables à faible incidence et l'exécution de contrats d'achat d'électricité à long terme à prix fixe, ses antécédents et l'expérience de son équipe de direction.

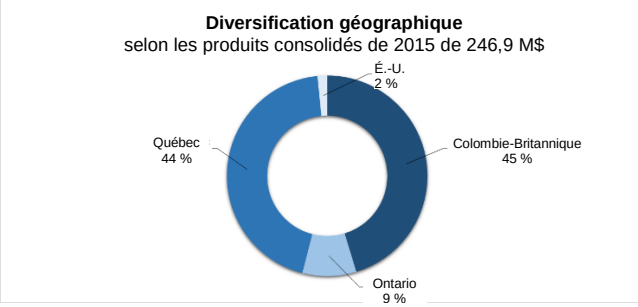
DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE

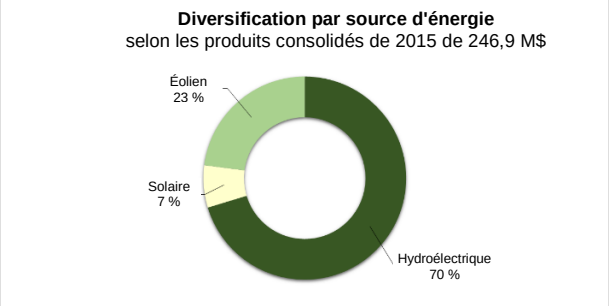
La société ne croit pas dépendre en grande partie d'une seule entente contractuelle. Cependant, la société a relevé deux clients importants. Les ventes par la société à ces clients importants, aux termes de ses divers CAÉ, représentent plus de 10 % de ses revenus en 2015 de 246,9 millions de dollars (241,8 millions de dollars en 2014) :

			Revenus pour l'exercice terminé	
Clients majeurs	**Notation de crédit de Standard & Poor's**	**Secteur**	**31 décembre 2015 M$**	**31 décembre 2014 M$**
BC Hydro	AAA	Production hydroélectrique	104,3	107,2
Hydro-Québec	A+	Production hydroélectrique et éolienne	104,1	94,7

CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE

L'industrie de l'énergie renouvelable est saisonnière en raison de la dépendance de l'industrie envers les conditions météorologiques pour la disponibilité des ressources en eau, éoliennes et la lumière du soleil pour la production d'électricité. La société a réduit les effets du caractère saisonnier de l'industrie par la diversité géographique de ses installations et projets (soit les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique et d'Ontario ainsi que l'État de l'Idaho). Ces centrales et projets offrent également un mélange de ressources énergétiques, fournissant une plus grande diversification et réduisant ainsi la dépendance de la société envers une seule ressource et une seule région donnée.





Le secteur de l'énergie renouvelable est aussi, par nature, cyclique en raison du degré élevé de corrélation entre la demande en électricité et les conditions économiques générales. La société a réduit son exposition au caractère cyclique de l'industrie en raison du fait qu'elle a conclu des CAÉ d'une durée de 20 ans ou plus à l'égard de l'ensemble de ses projets en développement. En outre, la moyenne pondérée du solde de durée des CAÉ pour les installations en exploitation de la société était de 18,1 ans au 25 février 2016, réduisant ainsi l'exposition de la société aux variations de la demande et du prix de l'électricité.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ

VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE

Au 31 décembre 2015, la société comptait quatre secteurs isolables : i) la production d'énergie hydroélectrique, ii) la production d'énergie éolienne, (iii) la production d'énergie solaire et iv) l'aménagement de sites. Par l'entremise de ses secteurs de production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, la société vend l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et son parc solaire en exploitation à des entreprises de services publiques. Par l'entremise de son secteur de développement de sites, la société analyse des sites potentiels et aménage des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Produits opérationnels de la société par secteurs isolables, excluant le secteur des aménagements de sites qui ne génèrent pas de produits opérationnels :

	Produits opérationnels 2015		Produits opérationnels 2014	
Secteurs isolables	**000 $**	**% du total des produits**	**000 $**	**% du total des produits**
Production d'énergie hydroélectrique	173 567	70%	171 029	71%
Production d'énergie éolienne	56 691	23%	53 971	22%
Production d'énergie solaire	16 611	7%	16 834	7%

PORTEFEUILLE D'ACTIFS

Le portefeuille de la société se compose de participations dans trois groupes de projets de production d'énergie : i) les 35 installations qui ont été mises en service commercial (les « **installations en exploitation** »); ii) les 4 projets pour lesquels des CAÉ ont été obtenus et qui sont en construction (les « **projets en développement** »); et iii) les nombreux projets qui sont en phases préliminaires de développement, dont certains sont ciblés pour les demandes actuelles et futures précises de DDP ou des programmes d'offre standard ou sont ciblés pour des CAÉ négociés avec les services publics (les « **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 de la société, pondérée en fonction de ses participations, représente 186,7 MW de la puissance brute de 297,3 MW de ses projets en développement et environ 3 280 MW de la puissance brute de 3 530 MW de ses projets potentiels.

La société collabore souvent avec un partenaire stratégique lorsqu'elle enquête sur des projets potentiels, des acquisitions potentielles ou prépare des projets en réponse à une DDP. Dans un tel cas, la société et le partenaire stratégique partagent généralement la propriété de ces projets. Certains de nos partenaires stratégiques actuels sont :

- Bande indienne de Kanaka Bar : propriétaire de 50 % de la centrale Kwoiek Creek;
- Ledcor Power Group Ltd. (« **Ledcor** »): propriétaire de 33,3 % de la centrale Fitzsimmons Creek, des projets en développement Boulder Creek et Upper Lillooet River et de divers autres projets potentiels de Creek Power;
- Les trois Communautés Mi'gmaq du Québec: propriétaire de 50 % du projet Mesgi'g Ugju's'n (MU);
- Ojibways de la Première Nation de Pic River : propriétaire de 51 % de la centrale Umbata Falls;
- Municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup : propriétaire de 50 % du parc éolien Viger-Denonville;
- Municipalité régionale de Minganie : propriétaire de 30 % des unités ordinaires de la centrale Sainte-Marguerite;
- Première Nation Saik'Uz : pour un projet potentiel de développement d'un parc éolien à Nulki Hills près de Vanderhoof, en Colombie-Britannique;
- TransCanada Energy Ltd. (« **TransCanada** ») : copropriétaire indivis de 62 % des parcs éoliens Cartier;
- Nation In-SHUCK-ch : pour le développement de six projets hydroélectriques potentiels en Colombie-Britannique;
- Cayoose Creek Development Corporation : propriétaire de 49 % de la centrale Walden North.

INSTALLATIONS EN EXPLOITATION

Nos installations en exploitation sont situées dans quatre marchés régionaux dans les provinces de la Colombie-Britannique, l'Ontario et le Québec et dans l'État de l'Idaho. Dans chacun de ces marchés régionaux, les seuls acheteurs d'électricité pour toute l'énergie produite par la société sont respectivement : BC Hydro, Hydro One Inc. et les sociétés membres de son groupe, Hydro-Québec et Idaho Power Company qui sont tous des cocontractants de premier ordre. La société détient la propriété exclusive de 18 installations en exploitation. Toutes les autres installations sont détenues par l'intermédiaire de diverses entreprises avec des partenaires stratégiques ou des investisseurs. Le tableau à droite indique la puissance nette et brute des installations en exploitation de la société. La puissance nette représente la part proportionnelle de la puissance totale imputable à Innergex, en fonction de sa participation dans ces installations.

Installations en exploitation	
Hydroélectrique	
Puissance brute	584,2 MW
Puissance nette	447,1 MW
Éolien	
Puissance brute	614,1 MW
Puissance nette	236,3 MW
Solaire	
Puissance brute	33,2 MW
Puissance nette	33,2 MW
Total:	
Puissance brute	1 231,5 MW
Puissance nette	716,6 MW

Toutes les installations en exploitation de la société sont exploitées en vertu de CAÉ à prix fixe conclus à long terme avec des services publics de premier ordre, à l'exception du CAÉ Miller Creek dont le prix est fondé sur l'indice de prix Platts Mid-C, du CAÉ de la centrale Walden North, du CAÉ de la centrale Saint-Paulin et du CAÉ de la centrale Windsor qui ont tous deux atteint la fin de leur durée initiale respective de 20 ans en novembre 2014 et janvier 2016. La société a envoyé un avis de renouvellement automatique du CAÉ de la centrale Saint-Paulin et de la centrale Windsor à Hydro-Québec pour une durée supplémentaire de 20 ans. À l'issue des discussions initiales, la société et Hydro-Québec n'ont pu s'entendre sur les modalités du renouvellement du CAÉ de la centrale Saint-Paulin et la société a déposé par la suite un avis d'arbitrage. La société a convenu avec Hydro-Québec de suspendre la procédure d'arbitrage en attendant qu'une décision soit rendue à l'égard d'une autre procédure d'arbitrage en cours entre Hydro-Québec et d'autres producteurs d'électricité indépendants. Hydro-Québec a accepté de maintenir les conditions du CAÉ relatif à Saint-Paulin jusqu'à 30 jours après la décision portant sur cette autre procédure d'arbitrage.

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EN EXPLOITATION

La société détient des participations dans 28 centrales hydroélectriques en exploitation totalisant une puissance installée nette de 447,1 MW (puissance brute de 584,2 MW) dont 9 sont situées dans la province de Québec, 3 en Ontario, 15 en Colombie-Britannique et une dans l'État de l'Idaho, aux États-Unis. Elles ont entièrement automatisées et peuvent être exploitées localement ou à distance, sauf pour la centrale Walden North qui a été acquise le 25 février 2016.

Centrales hydroélectriques situées au Québec

Les 9 installations de production hydroélectrique au fil de l'eau de la société situées au Québec ont une puissance installée de 136,6 MW et sont plus amplement décrites dans le tableau suivant :

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES AU QUÉBEC							
Nom des centrales	Puissance Brute (MW)	Participation	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ	Prix moyen de l'électricité en 2015[1] ($ par MWh)
Saint-Paulin	8	100 %	41 082	1994	20	2034	86,00[2]
Windsor[3]	5,5	100 %	31 000	1996	20	2036	95,85
Chaudière	24	100 %	116 651	1999	20	2019	90,14
Montmagny	2,1	100 %	8 000	1996	25	2021	88,99
Portneuf - 1	8	100 %	40 822	1996	25	2021	85,85
Portneuf - 2	9,9	100 %	68 496	1996	25	2021	85,85
Portneuf - 3	8	100 %	42 379	1996	25	2021	85,85
Magpie	40,6	99,996 %	185 000	2007	25	2032	57,68[4]
SM-1[5]	8,5 22,0	50,01 %	166 500	1993 2002	25 25	2018 2027	71,40
Total :	**136,6**		**699 930**				

1) Le prix de l'électricité livrée payable par Hydro-Québec est fondé sur une formule énoncée dont le prix de base est indiqué dans chaque CAÉ et qui est rajusté annuellement en fonction du taux d'inflation de l'indice des prix à la consommation pour le Canada (« **IPC** »), sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % par an et d'une augmentation maximale de 6 % par an, sauf celui de la centrale Magpie qui est rajusté annuellement au taux de 1 % et le deuxième CAÉ de SM-1 qui est rajusté annuellement au taux de 2 %.

2) Le CAÉ relatif à la centrale Saint-Paulin de 8,0 MW est arrivé à l'échéance de sa durée initiale de 20 ans en novembre 2014. La société a envoyé un avis de renouvellement automatique du CAÉ à Hydro-Québec pour une durée supplémentaire de 20 ans. À l'issue des discussions initiales, la société et Hydro-Québec n'ont pu s'entendre sur les modalités du renouvellement et la société a déposé par la suite un avis d'arbitrage. La société a convenu avec Hydro-Québec de suspendre la procédure d'arbitrage en attendant qu'une décision soit rendue à l'égard d'une autre procédure d'arbitrage en cours entre Hydro-Québec et d'autres producteurs d'électricité indépendants. Hydro-Québec a accepté de maintenir les conditions du CAÉ relatif à Saint-Paulin jusqu'à 30 jours après la décision portant sur cette autre procédure d'arbitrage.

3) La durée initiale de 20 ans du CAÉ de la centrale Windsor est venue à échéance en janvier 2016 et la société a transmis à Hydro-Québec un avis de renouvellement automatique du CAÉ pour une durée supplémentaire de 20 ans. La société et HQ négocient présentement les modalités du renouvellement.

4) La centrale Magpie est certifiée ÉcoLogo et est admissible à l'initiative écoÉnergie du gouvernement fédérale pour l'énergie renouvelable prévoyant un paiement incitatif de 10 $ le MWh pour les dix premières années d'exploitation (« **initiative écoÉnergie** »), qui est inclus dans le prix.

5) La centrale SM-1 a deux CAÉ totalisant 30,5 MW.

Emplacement, droits d'utilisation des sites et de l'eau et information additionnelle

La centrale Saint-Paulin

- La centrale est située sur une terre publique dans la municipalité de Saint-Paulin, le site est soumis à un bail superficiaire (dont la durée initiale a expiré en novembre 2014, qui a été renouvelé pour une période additionnelle venant à échéance en 2034). À l'expiration de ce bail, la centrale Saint-Paulin et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du propriétaire bénéficiaire du site.

La centrale Windsor

- La centrale est située sur une terre privée sur la rivière St-François, près de la ville de Windsor et le site et les forces hydrauliques sont soumis à un bail emphytéotique venant à échéance en 2036. Lors de l'expiration du bail emphytéotique, la centrale Windsor et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du propriétaire du site.

La centrale Chaudière

- La centrale est partiellement située sur une terre détenue par la société et sur une terre publique sur la rivière Chaudière près de la ville de Québec dans la ville de Lévis et la partie du site située sur une terre publique est soumise à un bail venant à échéance en 2019, lequel est renouvelable pour une période supplémentaire de 20 ans.
- Les deux baux et le CAÉ de la centrale Chaudière sont renouvelables pour une période supplémentaire ne dépassant pas 20 ans.

La centrale Montmagny

- La centrale est située principalement sur une terre privée appartenant à la société sur la rivière du Sud dans la ville de Montmagny.
- Les forces hydrauliques et une portion du lit de la rivière sont soumises à un bail venant à échéance en 2018, lequel peut être renouvelé pour une période additionnelle de 20 ans au gré de la société.
- Le CAÉ de la centrale Montmagny est renouvelable pour une période supplémentaire ne dépassant pas 25 ans.

Les trois centrales Portneuf

- Les centrales Portneuf sont situées sur une terre privée sur la rivière Portneuf près de Sainte-Anne-de-Portneuf dans la seigneurie des Mille-Vaches et elles sont soumises à un bail emphytéotique venant à échéance en décembre 2025, lequel peut être renouvelé pour une période additionnelle de 25 ans. À l'expiration ou la résiliation du bail emphytéotique, les centrales Portneuf et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du locateur.
- Le CAÉ des centrales Portneuf est renouvelable pour une période supplémentaire ne dépassant pas 25 ans.

La centrale Magpie

- La centrale est située sur des terres publiques sur la rivière Magpie, dans la municipalité régionale de comté de Minganie (la « **MRC de Minganie** ») et elle est soumise à un bail venant à échéance en 2032, lequel contient un droit de premier refus sur le bail pour que les opérations continuent par la suite en vertu des conditions établies par le gouvernement.
- À l'expiration de ce bail, la centrale Magpie et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du ministre délégué aux Ressources naturelles et à la Faune et du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, à moins qu'ils ne renoncent à ce droit.
- La MRC de Minganie détient 30 % des parts votantes et 0,004 % des parts ordinaires de la société en commandite Magpie, en plus d'une débenture convertible portant intérêt qui donne à la MRC de Minganie droit à une participation de 30 % dans la centrale Magpie lors de sa conversion au plus tard le 1er janvier 2025.

La centrale SM-1

- La centrale est située principalement sur une terre privée appartenant à la société sur la rivière Sainte-Marguerite près de la ville de Sept-Îles.
- La centrale SM-1 appartient à Innergex Saint-Marguerite, S.E.C. dont la société et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins sont respectivement propriétaires de 50,01 % et de 49,99 % de ses parts ordinaires.
- La centrale SM-1 détient deux CAÉ. Les CAÉ sont renouvelables pour une période supplémentaire ne dépassant pas 25 ans.

Centrales hydroélectriques situées en Ontario

La société détient des intérêts dans trois centrales hydroélectriques au fil de l'eau situées en Ontario totalisant une puissance globale de 36 MW, deux de ces centrales appartenant exclusivement à la société.

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES EN ONTARIO							
Nom des centrales	Puissance Brute (MW)	Participation	Production moyenne à long terme estimative[1)] (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ	Prix moyen de l'électricité en 2015[2)] ($ par MWh)
Glen Miller	8	100 %	41 606	2005	20	2025	68,34
Umbata Falls	23	49 %	53 461	2008	20	2028	84,80[3)]
Batawa	5	100 %	32 938	1999	30	2029	61,73
Total:	**36**		**128 005**				

1) Umbata Falls représente 49 % de la production moyenne à long terme.
2) Le prix de l'électricité livrée payable par l'Office de l'électricité de l'Ontario (« **l'OÉO** ») ou les sociétés membres de son groupe est fondé sur une formule dont le prix de base est indiqué dans chaque CAÉ et qui est rajusté annuellement en fonction d'une formule fondée sur une portion du taux d'inflation de l'IPC.
3) La centrale Umbata Falls est certifiée ÉcoLogo et est admissible à l'initiative écoÉnergie prévoyant un paiement incitatif de 10 $ le MWh pour les dix premières années d'exploitation, qui est inclus dans le prix.

Emplacement, droits d'utilisation des sites ou de l'eau et information additionnelle

La centrale Glen Miller

- La centrale est principalement située sur une terre privée sur la rivière Trent dans la ville de Trenton.
- La centrale est soumise à un bail venant à échéance en 2035 et comportant une option de prolongation de 15 ans sous réserve du renouvellement du CAÉ de la centrale Glen Miller pour cette période. Pour l'autre partie du site, la société détient des permis d'occupation et la permission d'empiéter.
- À l'expiration du bail, la centrale Glen Miller sera transférée au locateur sans autre contrepartie.

La centrale Umbata Falls

- La centrale est située sur une terre publique sur la rivière White près de la ville de Marathon.
- La centrale est soumise à un bail venant à échéance en janvier 2040, comportant une option de prolongation de 10 ans suite à une vérification de conformité, et détient un permis de production d'électricité et un permis pour prendre de l'eau à des fins de stockage pour la production d'énergie.
- La centrale Umbata Falls est détenue par Umbata Falls LP, dont 49 % du capital est détenu en propriété indirecte par la société et 51 % est détenue par les Ojibways de la Première Nation de Pic River. Conformément à une convention de gestion, la société fournit des services de gestion pour la centrale Umbata Falls.
- Vingt-cinq ans après la date de mise en service commercial, Umbata Falls LP sera dissoute et ses biens et actifs seront transférés aux Ojibways de la Première Nation de Pic River.

La centrale Batawa

- La centrale est située sur une terre publique sur la voie navigable Trent-Severn près de la ville de Trenton.
- La centrale est soumise à un permis d'occuper un terrain et détient un permis d'occupation du terrain et d'utilisation du surplus d'eau venant à échéance en 2030, qui est renouvelable à des conditions qui seront déterminées 4 à 6 ans avant l'expiration.
- Après la fin de sa durée initiale, le CAÉ de la centrale Batawa restera valide pendant un an après la remise d'un avis de résiliation.

Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique

La société détient des participations dans 15 centrales hydroélectriques au fil de l'eau en Colombie-Britannique totalisant une puissance combinée installée de 402,4 MW dont cinq installations sont détenues en propriété exclusive par la société. La participation dans les autres installations est détenue par diverses entreprises.

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES EN COLOMBIE-BRITANNIQUE							
Nom des centrales	Puissance Brute (MW)	Participation	Production moyenne à long terme estimative[1)] (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ	Prix moyen de l'électricité en 2015[2)3)] ($ par MWh)
Brown Lake	7,2	100 %	51 800	1996	20	2016	77,00
Miller Creek	33	100 %	102 795	2003	20	2023	29,13
Rutherford Creek	49,9	100 %	180 000	2004	20	2024	57,71
Ashlu Creek	49,9	100 %	265 000	2009	40	2039	71,17
Douglas Creek	27	50,0024 %	92 610	2009	40	2049	95,84
Fire Creek	23	50,0024 %	94 175	2009	40	2049	97,10
Lamont Creek	27	50,0024 %	105 173	2009	40	2049	97,85
Stokke Creek	22	50,0024 %	87 990	2009	40	2049	95,52
Tipella Creek	18	50,0024 %	69 942	2009	40	2049	96,99
Upper Stave River	33	50,0024 %	144 406	2009	40	2049	96,89
Fitzsimmons Creek	7,5	66,67 %	33 000	2010	40	2050	94,95
Kwoiek Creek	49,9	50 %	223 400	2014	40	2054	81,42
Northwest Stave River	17,5	100 %	63 300	2013	40	2053	129,65
Tretheway Creek	21,5	100 %	81,000	2015	40	2055	132,92
Walden North	16	51 %	35 000	1992	ND	ND	ND
Total :	**402,4**		**1 629 591**				

1) Intérêts nets rajustés conformément aux règles de constatation des produits aux termes des IFRS.
2) Le prix de l'électricité livrée payable par BC Hydro est fixé dans chaque CAÉ et est rajusté annuellement en fonction d'une formule fondée sur une portion du taux d'inflation de l'IPC, à l'exception du CAÉ de la centrale Brown Miller qui comporte une augmentation des tarifs d'électricité annuels de 3 % et du CAÉ de la centrale Miller Creek qui est fondé sur une formule utilisant les indices de prix Platts Mid-C.
3) Les centrales hydroélectriques Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek, Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave Creek sont certifiées ÉcoLogo et sont admissibles à l'initiative écoÉnergie prévoyant un paiement incitatif de 10 $ le MWh pour les dix premières années d'exploitation.
4) ND signifie non divulgué.

Emplacement, droits d'utilisation des sites ou de l'eau et information additionnelle

Droits d'utilisation de l'eau : En Colombie-Britannique, les droits d'utilisation de l'eau pour exploiter des centrales de production d'électricité hydraulique sont principalement accordés en vertu de permis conditionnels d'utilisation des eaux émis par le Minister of Forest, Land and Natural Resources Operations pour le propriétaire véritable du terrain, en vertu de la loi intitulée *Water Act* (Colombie-Britannique), pour une durée généralement en conformité avec le CAÉ.

La centrale Brown Lake

- La centrale est située sur la rivière Ecstall près de Prince Rupert.
- La centrale est située sur une terre privée détenue par Brown Miller Power GP inc. et les droits de passage prévus par la loi ont été obtenus à l'égard de la portion restante de la centrale.
- Après la fin de sa durée initiale, le CAÉ de la centrale Brown Lake continuera d'année en année à moins d'être résilié suite à un avis de résiliation de 6 mois.

La centrale Miller Creek

- La centrale est située sur une terre publique sur Miller Creek près de Pemberton.
- La centrale est soumise à un bail venant à échéance en janvier 2038 et à des droits de passage prévus par la loi.
- Après la fin de sa durée initiale, le CAÉ de la centrale Miller Creek est soumis à deux périodes de renouvellement de cinq années consécutives au gré de BC Hydro.

La centrale Rutherford Creek

- La centrale est située sur une terre publique sur Rutherford Creek près de Pemberton.
- La centrale est soumise à un bail venant à échéance en octobre 2035 et à des droits de passage prévus par la loi.

La centrale Ashlu Creek

- La centrale est principalement située sur une terre publique sur Ashlu Creek près de Squamish.
- La centrale est soumise à un bail et à des droits de passage prévus par la loi, tous les deux venant à échéance en novembre 2039.
- Quarante ans après la date de mise en service commercial, les actifs de la centrale Ashlu Creek seront transférés à la Première Nation Squamish moyennant un prix nominal.

Les centrales en exploitation Harrison

La société est propriétaire d'une participation de 50,0024 % dans les six centrales hydroélectriques au fil de l'eau en exploitation Harrison suivantes ayant une capacité installée brute combinée de 150 MW (les « **centrales en exploitation Harrison** ») par la propriété de 50,0024 % des parts de société en commandite de Harrison Hydro Limited Partnership (« **HHLP** »), et la propriété de 50 % des actions de Cloudworks Holdings Inc. (« **CHI** »), l'actionnaire unique d'Harrison Hydro Inc., le commandité de HHLP. Le solde des parts de société en commandite de HHLP appartient à CC&L Harrison Hydro Project Limited Partnership (« **CC&L** ») (34,9891 %), LPF (Surfside) Development L.P. (14,9985 %) et CHI (0,01 %). Le solde des actions de CHI (50 %) appartient au commandité de CC&L. La totalité des six centrales en exploitation Harrison sont connectées au réseau de transport de haute tension de BC Hydro grâce à une sous-station qu'elles détiennent en propriété partagée (« **sous-station partagée** ») située près de la sous-station Upper Harrison Terminal (« **UHT** »). La centrale Northwest Stave River et la centrale Tretheway Creek sont aussi connectées par la sous-station partagée au UHT en vertu d'une convention d'interconnexion conclue entre Northwest Stave River Hydro Limited Partnership, Tretheway Creek Power Limited Partnership et les six centrales en exploitation Harrison et d'autres parties liées.

La sous-station partagée est située sur la réserve No. 8 de la bande indienne Douglas et les droits fonciers de la sous-station partagée sont garantis conformément à un sous-bail d'une entité détenue par la bande indienne Douglas qui vient à échéance en août 2104.

La centrale Douglas Creek

- La centrale est située près de la confluence de Douglas Creek avec Little Harrison Lake, principalement sur des terres réservées de la Première Nation Douglas et elle est soumise à un sous-bail qui vient à échéance en Octobre 2069 et à des droits de passage prévus par la loi.
- Il ne reste qu'un sous-bail pour la centrale Douglas Creek, l'autre est pour la sous-station partagée qui est au nom de HHLP.
- Au 60e anniversaire de la date de mise en service commercial de la centrale Douglas Creek, la propriété de celle-ci sera transférée à la Première Nation Douglas (« **PND** ») sans autre contrepartie.

La centrale Fire Creek

- La centrale est située sur une terre publique près de la confluence de Fire Creek et Lillooet Creek, les droits fonciers ont été obtenus par une concession publique venant à échéance en 2051 et des droits de passage prévus par la loi.

La centrale Lamont Creek

- La centrale est située sur une terre publique près de la confluence de Lamont Creek et Stave River, elle est soumise à une concession publique venant à échéance en 2052 et des droits de passage prévus par la loi.

La centrale Stokke Creek

- La centrale est située sur une terre publique près de la confluence de Stokke Creek et Harrison Lake, elle est soumise à une concession publique venant à échéance en 2051 et des droits de passage prévus par la loi.

La centrale Tipella Creek

- La centrale est située sur une terre publique près de la confluence de Tipella Creek avec Harrison Creek, elle est soumise à une concession publique venant à échéance en 2051 et des droits de passage prévus par la loi.
- Au 60e anniversaire de la date de mise en service commercial de la centrale, la participation dans celle-ci sera transférée à la PND sans autre contrepartie.

La centrale Upper Stave River

- La centrale est située sur une terre publique sur la Stave River, elle est soumise à un bail venant à échéance en 2052 et des droits de passage prévus par la loi.

La centrale Fitzsimmons Creek

- La centrale est située sur une terre publique sur Fitzsimmons Creek dans la municipalité de villégiature de Whistler.
- Elle est soumise à un bail venant à échéance en 2050 et un permis d'occupation venant à échéance en 2018.
- La centrale appartient à Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership qui est détenue indirectement par la société à 66,7 % et par Ledcor à 33,3 %.

La centrale Kwoiek Creek

- La centrale est principalement située sur la réserve de la Bande indienne de Kanaka Bar connue sous le nom de réserve indienne de Whyeek numéro 4. Un bail principal a été conclu entre Kwoiek Creek Resources Inc. (une société entièrement détenue et contrôlée par la Bande indienne de Kanaka Bar) et le ministre des Affaires indiennes et développement du Nord et à l'égard d'une certaine partie de la réserve indienne de Whyeek numéro 4 qui vient à échéance en novembre 2109. Les terrains loués ont été sous-loués à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership pour une durée qui expire un jour avant l'expiration du bail principal.
- Quarante ans après la date de mise en service commercial, les participations de la société seront transférées à Kwoiek Creek Resources Inc. Par la suite, la société recevra une redevance fondée sur un pourcentage des produits bruts moins les dépenses du projet.
- La centrale est détenue en propriété par Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, dont Kwoiek Creek Resources Inc. et la société détiennent respectivement 50 % des parts ordinaires de société en commandite.

La centrale Northwest Stave River

- La centrale est située sur une terre publique près de Mission.
- Elle est soumise à divers permis d'occupation.
- Les permis d'occupation sont en train d'être remplacés par un bail à long terme et des droits de passage.

La centrale Tretheway Creek

- La centrale est située sur des terres de la couronne près d'Harrison Hot Springs.
- Elle est soumise à divers permis d'occupation qui seront remplacés par un bail à long terme et à des droits de passage prévus par la loi.
- À l'expiration de la durée du CAÉ, la société transférera 50 % de sa participation dans la centrale Tretheway Creek à la Bande indienne Chehalis. Par la suite, la société recevra une redevance fondée sur un pourcentage des revenus bruts.

La centrale Walden North

- La centrale est principalement située sur des terres privées dans le district régional de Lillooet, elle est soumise à un permis d'occupation qui vient à échéance en 2043.
- Toute l'électricité produite par la centrale est vendue à BC Hydro.
- En 2056, la société vendra à Cayoose Creek Development Corporation 50 % des parts ordinaires qu'elle détient dans Cayoose Creek Power Limited Partner pour 1 $ ainsi que ses participations dans le commandité, Cayoose Creek Power Inc.

Centrale hydroélectrique située dans l'état de l'Idaho, États-Unis

La société détient une participation dans 1 centrale hydroélectrique au fil de l'eau en Idaho totalisant une puissance combinée installée de 9,5 MW qu'elle détient en propriété exclusive.

CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE SITUÉE DANS L'ÉTAT DE L'IDAHO, ÉTATS-UNIS							
Nom de la centrale	Puissance Brute (MW)	Participation	Production moyenne à long terme estimative (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ	Prix moyen de l'électricité en 2015[1] ($ par MWh)
Horseshoe Bend	9,5	100 %	46 800	1995	35	2030	89,63

1) Le prix de l'électricité livrée payable par Idaho Power Company est fixé dans le CAÉ et est rajusté en fonction d'une formule qui y est prévue.

La centrale Horseshoe Bend

- La centrale est située sur Payette River dans la ville de Horseshoe Bend sur une terre privée détenue par Horseshoe Bend Hydroelectric Company.
- Les droits d'utilisation d'eau sont autorisés par Idaho Department of Water Resources et sont soumis à un examen le ou après le 21 mai 2036.
- Le prix d'électricité payable par Idaho Power Company est rajusté selon une formule prévue dans le CAÉ Horseshoe Bend.

PARCS ÉOLIENS EN EXPLOITATION

Parcs éoliens situés au Québec

La société détient des participations dans six parcs éoliens situés au Québec d'une puissance installée nette globale de 236,3 MW (puissance brute de 614,1 MW).

PARCS ÉOLIENS SITUÉS AU QUÉBEC							
Nom des parcs éoliens	Puissance Brute (MW)	Participation	Production moyenne à long terme estimative[1] (MWh)	Date de mise en service commercial	Durée du CAÉ (années)	Expiration du CAÉ	Prix moyen de l'électricité en 2015[2] ($ par MWh)
Baie-des-Sables	109,5	38 %	113 360	2006	20	2026	87,45
L'Anse-à-Valleau	100,5	38 %	113 240	2007	20	2027	87,36
Carleton	109,5	38 %	129 398	2008	20	2028	89,41
Montagne Sèche	58,5	38 %	73 492	2011	20	2031	74,07
Gros-Morne	211,5	38 %	247 000	2011 2012[3]	21	2032	69,96
Viger-Denonville	24,6	50 %	36 200	2013	20	2033	149,13
Total:	**614,1**		**712 690**				

1) Intérêts nets rajustés conformément aux règles de constatation des produits aux termes des IFRS, à l'exception du parc éolien Viger-Denonville où elle représente 50 % de la production moyenne à long terme.
2) Le prix payable par Hydro-Québec en vertu de chacun des CAÉ des six parcs éoliens est fixé et calculé en fonction de leurs conditions respectives avec une formule d'augmentation annuelle fondée sur une portion de l'IPC. Les parcs éoliens Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton sont admissibles à l'initiative écoÉnergie prévoyant un paiement incitatif de 10 $ le MWh pour les dix premières années de mise en service commercial. Pour les CAÉ des parcs éoliens Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton, la société doit transférer 75 % des subventions de ces parcs éoliens à Hydro-Québec. Les subventions écoÉnergie brutes sont incluses dans le prix moyen de l'électricité.
3) La construction du parc éolien Gros-Morne a été réalisée en deux phases. La phase I pour un total de 100,5 MW a été mise en service commercial en 2011 et la phase II pour un total de 111 MW en 2012.

Parc éolien Baie-des-Sables

- Le parc est situé sur des sites privés dans Baie-des-Sables et Métis-sur-Mer et est soumis à des droits de propriété superficiaire et à des servitudes.

Parc éolien L'Anse-à-Valleau

- Le parc est situé à L'Anse-à-Valleau au sein de la municipalité de Gaspé et une partie de ce parc éolien se trouve sur des sites privés soumis à des droits de propriété superficiaire et des servitudes, le parc éolien étant principalement situé sur des terres publiques avec des baux à long terme venant à échéance en novembre 2028, lesquels peuvent être renouvelés.

Parc éolien Carleton

- Le parc est situé à Carleton-sur-Mer dans la municipalité régionale de comté de Bonaventure sur une terre publique et fait l'objet de baux à long terme venant à échéance en décembre 2029 et qui peuvent être renouvelés.

Parc éolien Montagne Sèche

- Le parc est situé dans les cantons de Cloridorme et Petite-Vallée sur une terre publique et fait l'objet de baux à long terme venant à échéance en décembre 2032, lesquels peuvent être renouvelés.

Parc éolien Gros-Morne

- Le parc est situé à Saint-Maxime-du-Mont-Louis et Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine. La plus grande partie du parc est située sur une terre publique et fait l'objet d'un bail venant à échéance en décembre 2033 qui peut être renouvelé.

La société et TransCanada sont respectivement propriétaires, par l'entremise de sociétés à but unique, à titre de copropriétaires indivis, de 38 % et de 62 % i) du parc éolien Carleton; ii) du parc éolien L'Anse-à-Valleau; iii) du parc éolien Baie-des-Sables; iv) du parc éolien Montagne Sèche; et v) du parc éolien Gros-Morne (collectivement, les « **parcs éoliens Cartier** »). L'exploitation et l'entretien de chacun des parcs éoliens Cartier est assurée par des entités détenues à parts égales par la société et TransCanada après la fin de chacune des conventions de services avec le fournisseur de turbines.

Parc éolien Viger-Denonville

- Le parc est situé sur une terre privée dans les municipalités de St-Paul-de-la-Croix et Saint-Épiphane, il est soumis à des droits de propriété superficiaire et à des servitudes.
- La société et la municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup détiennent chacune une participation de 50 % dans le parc éolien Viger-Denonville.

PARC SOLAIRE EN EXPLOITATION

Parc solaire situé en Ontario

La société détient une participation dans un parc solaire situé en Ontario totalisant une puissance combinée installée de 33,2 MW qu'elle détient en propriété exclusive.

PARC SOLAIRE SITUÉ EN ONTARIO							
Nom du parc solaire	**Puissance Brute (MW)**	**Participation**	**Production moyenne à long terme estimative (MWh)**	**Date de mise en service commercial**	**Durée du CAÉ (années)**	**Expiration du CAÉ**	**Prix moyen de l'électricité en 2015 ($ par MWh)**
Stardale	33,2	100 %	38 166	2012	20	2032	420,00

Parc solaire Stardale

- Le parc est situé sur une terre privée appartenant à Stardale Solar LP dans le canton de Hawkesbury Est.
- Toute l'électricité, qui sera livrée par le parc solaire Stardale, est vendue en vertu de trois CAÉ conclus avec l'OÉO ayant une durée venant à échéance en 2032.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

À la date de la présente notice annuelle, la société détenait des participations dans 4 projets dont la mise en service commercial de Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n est prévue d'ici la fin de 2016 et le premier et deuxième trimestre de 2017 respectivement pour Upper Lillooet River et Boulder Creek. Les projets en développement représentent une puissance installée potentielle nette totale de 186,7 MW (puissance brute de 297,3 MW). Tous les projets en développement sont présentés dans le tableau suivant et plus amplement décrits ci-après :

Province	Projets	Puissance installée brute prévue (MW)	Participation	Coûts de construction estimatifs[1)] (M $)	Acheteur d'électricité	Production moyenne à long terme brute estimative[1)] (MWh)	Date de mise en service commercial prévue	Durée du CAÉ (années)
Projets hydroélectriques								
C.-B.	Boulder Creek	25,3	66,67 %	124,1	BC Hydro	92 500	2017	40
C.-B.	Upper Lillooet River	81,4	66,67 %	327,1	BC Hydro	334 000	2017	40
C.-B.	Big Silver Creek	40,6	100 %	206,0	BC Hydro	139 800	2016	40
Sous-total :		147,3		657,2		566 300		
Projet éolien								
Québec	Mesgi'g Ugju's'n (MU)	150	50 %	305,0	Hydro-Québec	515 000	2016	20
Total :		**297,3**		**962,2**		**1 081 300**		

1) Cette information est destinée à informer le lecteur de l'impact potentiel des projets sur les résultats de la société. Les résultats réels peuvent différer. Voir « Mise en garde au sujet des énoncés prospectifs ».

PROJETS HYDROÉLECTRIQUES EN DÉVELOPPEMENT

Projet Boulder Creek (C.-B. - participation de 66,67 %)

Description

Le projet Boulder Creek est un projet hydroélectrique au fil de l'eau appartenant à Boulder Creek LP d'une puissance installée potentielle de 25,3 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu d'environ 92 500 MWh (le « **projet Boulder Creek** »). Il est situé sur Boulder Creek dans le bassin hydrographique de Lillooet River environ 60 km au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

Le projet Boulder Creek détournera partiellement l'eau du ruisseau, au moyen d'une prise d'eau menant à un tunnel en pente de 2,9 kilomètres (« **km** ») incluant un revêtement d'acier d'environ 640 m suivi d'une conduite forcée à pression enfouie d'environ 25 m de longueur allant aux deux turbines de type Pelton à axe vertical de 12,7 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 kilovolts (« **kV** ») de BC Hydro au sud de Pemberton. La ligne de transport envisagée consiste d'une ligne d'environ 0,5 km qui serait reliée à la ligne de 230 kV construite pour le projet Upper Lillooet River et le projet Boulder Creek. Présentement, la ligne 230kV est liée à chaque centrale, les dernières sections dans les sous-stations devant suivre après l'achèvement des travaux sur les deux sites pour améliorer l'accès pendant la construction.

La construction du projet Boulder Creek a commencé en 2013 et la mise en service commercial devrait commencer en 2017.

Quarante ans après la date de mise en service commercial du projet Boulder Creek, Boulder Creek LP transférera 40 % de la participation dans le projet Boulder Creek à la Bande indienne de Mount Currie sans autre contrepartie.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Un permis d'occupation des terrains situés dans la zone du projet, un permis d'utilisation des eaux et la majorité des permis nécessaires pour la construction du projet ont été obtenus. Au moment de l'achèvement du projet, Boulder Creek SEC s'attend à louer la superficie des terrains sur lesquels la centrale est située et à obtenir des droits de passage prévus par la loi à l'égard de la sous-station, la conduite forcée, le tunnel, la prise d'eau et la ligne de transport. Le permis d'occupation correspondant sera révoqué dès l'obtention d'un bail et d'un droit de passage.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet Boulder Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de la totalité de l'électricité qui sera produite, expire 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale. Le CAÉ est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Initialement, BC Hydro avait le droit de résilier le CAÉ dans le cas où le projet Boulder Creek n'a pas atteint la mise en service commercial d'ici le 1er juillet 2017, sous réserve de toute prolongation résultant d'une force majeure tel que prévu dans le CAÉ, ne dépassant pas 180 jours. Le 23 décembre 2015, BC Hydro a reporté la date du 1er juillet 2017 de 98 jours en raison d'un feu de forêt qui a atteint le projet Boulder Creek en juillet 2015. Pour plus de détails, voir « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2015 ».

Le prix payable par BC Hydro aux termes du CAÉ est calculé conformément au CAÉ et prévoit une augmentation le 1er janvier de chaque année correspondant à l'IPC jusqu'à 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.

Projet Upper Lillooet River (C.-B. - participation de 66,67 %)

Description

Le projet Upper Lillooet River est un projet hydroélectrique au fil de l'eau appartenant à Upper Lillooet LP d'une puissance installée potentielle de 81,4 MW et d'un rendement énergétique annuel prévu d'environ 336 200 MWh (le « **projet Upper Lillooet River** »). Il est situé sur Lillooet River, un affluent du fleuve Fraser, environ 60 km au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

La centrale Upper Lillooet River détournera partiellement l'eau de la rivière, au moyen d'une prise d'eau directe dans une canalisation d'une longueur de 2,5 km suivie d'une conduite forcée à haute pression de 1,6 km jusqu'aux trois turbines de type Francis à axe horizontal de 24,5 MW et une plus petite turbine de 8 MWh 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 BC Hydro au sud de Pemberton. La ligne de transport envisagée aurait une longueur d'environ 72 km (environ 68 km d'une telle ligne de transmission sera partagée avec le projet Boulder Creek). Présentement, la ligne est achevée à 60 %, y compris le remplacement d'une petite section endommagée lors de l'incendie de Boulder en 2015. Les segments 1 à 8 sont achevés et sont actuellement utilisés pour approvisionner la construction en énergie de BC Hydro à Pemberton.

La construction du projet Upper Lillooet River a commencé en 2013 et la mise en service commercial devrait commencer en 2017.

Quarante ans après la date de mise en service commercial du projet Upper Lillooet River, Upper Lillooet LP transférera 40 % de la participation (actions et/ou parts) dans le projet Upper Lillooet River à la Bande indienne de Mount Currie sans autre contrepartie.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Les permis d'occupation pour les terrains dans zone du projet, un permis d'utilisation de l'eau et la majorité des permis nécessaires pour la construction ont été obtenus. Au moment de l'achèvement du projet Upper Lillooet River, Upper Lillooet River Power LP prévoit louer la superficie des terrains sur lesquels se trouve la centrale et obtenir des droits de passage prévus par la loi à l'égard de la sous-station, la conduite forcée, le tunnel, la prise d'eau et la ligne de transport. Le permis d'occupation correspondant sera révoqué dès l'obtention d'un bail et d'un droit de passage.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet Upper Lillooet River a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite, expire 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale. Le CAÉ est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Initialement, BC Hydro avait le droit de résilier le CAÉ si le projet Upper Lillooet River n'est pas mis en service commercial au plus tard le 1er novembre 2017, sous réserve de toute prolongation d'au plus 180 jours en cas de force majeure conformément au CAÉ. Le 23 décembre 2015, BC Hydro a

reporté la date du 1er novembre 2017 de 98 jours en raison d'un feu de forêt qui a atteint le projet Upper Lillooet River en juillet 2015. Pour plus de détails, voir « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2015 ».

Le prix payable par BC Hydro aux termes du CAÉ est calculé conformément au CAÉ et prévoit une augmentation le 1er 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 River peut recevoir.

Projet Big Silver Creek (C.-B. – propriété exclusive)

Description

Le projet Big Silver Creek est un projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée prévue de 40,6 MW et d'un rendement énergétique annuel estimatif de 139 800 MWh. Il est situé 40 km au nord de Harrison Hot Springs (Colombie-Britannique). La construction du projet Big Silver Creek a commencé en juin 2014 et la mise en service commercial du projet devrait débuter en 2016.

Le matériel de production de Big Silver Creek est alimenté par un tunnel de 1,8 km de long suivi d'une conduite forcée d'environ 1,3 km de long avec un débit prévu de 42 m^3 à la seconde. Le projet Big Silver Creek comprendra une ligne de transport d'énergie de 138 kV de 36 km de long de la sous-station du projet jusqu'à la ligne de transport d'énergie existante de la centrale Tipella Creek. Elle sera interconnectée à la sous-station partagée au UHT en vertu d'une convention d'interconnexion conclue entre Northwest Stave River Hydro Limited Partnership, Tretheway Creek Power Limited Partnership et les six centrales en exploitation Harrison et d'autres parties liées.

À l'expiration de la durée initiale du CAÉ, la société transférera 50 % de sa participation dans le projet Big Silver Creek à la Bande indienne Chehalis. Par la suite, la société recevra une redevance basée sur un pourcentage des revenus bruts.

Droits d'utilisation des sites et de l'eau

Un permis d'utilisation des eaux conditionnel pour dévier et utiliser l'eau jusqu'à concurrence de 42 m^3 à la seconde de Big Silver Creek a été obtenu en 2013. Le projet a obtenu l'autorisation d'entreprendre les travaux de construction en juin 2014.

Le projet Big Silver est situé sur une terre publique. En 2013, les permis d'occupation conditionnels pour les terrains sur lesquels se trouveront la centrale hydroélectrique et la ligne de transmission ont été obtenus. Suivant l'achèvement de la construction du projet, il est prévu que le permis d'occupation garantissant les droits sur les terrains où se trouve la centrale sera converti en un bail et les droits de passage prévus par la loi ou les permis d'occupation à long terme seront obtenus pour la conduite forcée, la prise d'eau et la ligne de transport.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet Big Silver Creek a un CAÉ avec BC Hydro à l'égard de toute l'électricité qui sera produite, expire 40 ans après la date de mise en service commercial de la centrale. Le CAÉ est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. BC Hydro a le droit de résilier le CAÉ dans le cas où le projet Big Silver n'a pas atteint la mise en service commercial d'ici le 1er novembre 2017, sous réserve de toute prolongation résultant d'une force majeure tel que prévu dans le CAÉ, ne dépassant pas 180 jours.

Le prix payable par BC Hydro aux termes du CAÉ est calculé conformément au CAÉ et prévoit une augmentation le 1er janvier de chaque année correspondant à l'IPC, avant la mise en service commercial et, par la suite, une augmentation correspondant à 50 % 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 Big Silver Creek peut recevoir.

PROJET ÉOLIEN EN DÉVELOPPEMENT

Projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) (QC – participation de 50 %)

Description

Le projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) est un projet de parc éolien situé dans la municipalité régionale de comté d'Avignon, au Québec. Le projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) a une puissance installée totale prévue d'environ 150 MW et une moyenne brute à long terme estimative de 515 000 MWh par année contractuelle. La construction du projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) a commencé en 2015 et la mise en service commercial est prévue pour 2016.

Le projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) est détenu par Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC, son commandité est Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) Inc. Chacun de la société et Mesgi'g Ugju's'n Energies Inc. (une société détenue par les communautés Mi'gmaq du Québec) sont propriétaires de 50 % des parts avec droit de vote de Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC et de son commandité.

Droits d'utilisation des sites

Le projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) est situé sur des terres publiques.

Contrat d'achat d'électricité

Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC est partie à un CAÉ avec Hydro-Québec (le « **CAÉ Mesgi'g Ugju's'n (MU)** ») pour l'achat de la totalité de l'électricité produite par le projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) qui a une durée de 20 ans à compter de la date de mise en service commercial de la centrale. Le CAÉ est assujetti aux dispositions usuelles en matière de résiliation en cas d'un manquement important. Le prix de vente de l'électricité est prévu dans le CAÉ Mesgi'g Ugju's'n (MU), avec un rajustement annuel en fonction de 100 % de l'IPC jusqu'à la date de mise en service commercial garantie et de 20 % de l'IPC à partir de sa mise en service commercial et par la suite.

Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC est assujettie aux paiements de pénalité aux termes du CAÉ Mesgi'g Ugju's'n (MU) si le projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) n'est pas mis en service commercial d'ici le 1er décembre 2016, sous réserve de retards qui peuvent être causés par Hydro-Québec.

PROJETS POTENTIELS

Tous les projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée de 3 280 MW (puissance brute de 3 530 MW), sont à l'étape préliminaire de leur développement. Certains projets potentiels visent des DDP futures, par exemple la DDP en cours en vue de nouveaux projets d'énergie éolienne et solaire en Ontario, ou des programmes d'offres standards, comme celui en vigueur en Colombie-Britannique. D'autres projets potentiels pourront faire l'objet de DDP futures qui ne sont pas encore annoncées ou visent des contrats d'achat d'électricité négociés avec des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables. Il n'y aucune certitude que l'un ou l'autre des projets potentiels sera réalisé.

Divers autres projets potentiels Creek Power (C.-B. - participation de 66,67 %)

Creek Power détient les droits se rapportant à d'autres projets potentiels dans la région sud-ouest de la Colombie-Britannique, pour lesquels la société évalue la puissance installée potentielle totale à environ 137 MW. Certains de ces projets pourraient être réalisés aux termes du POS de BC Hydro.

Divers autres projets éoliens potentiels du Québec (Qc – participation de 50 à 100 %)

La société continue de développer des projets éoliens potentiels au Québec (les « **projets éoliens potentiels du Québec** ») pour lesquels la société évalue la puissance installée potentielle totale à environ 1 485 MW. Les projets éoliens potentiels du Québec comprennent les projets situés sur des terrains privés à l'égard desquels la société a conclu des ententes d'option de baux fonciers avec des propriétaires fonciers privés et des projets sur des terres publiques, pour lesquels la société a conclu par le passé des contrats de réservation de bail avec le gouvernement du Québec.

Projets potentiels en Ontario (ON - participation de 49 % à 100 %)

À la date de la présente notice annuelle, la société a développé et a continué à progresser pour un potentiel de puissance installée totalisant environ 309 MW pour des projets éoliens potentiels et 80 MW pour des projets de parcs solaires PV au sol. La société a l'intention de se qualifier à titre de soumissionnaire pour les prochaines DDP pour des projets de nouvelle énergie éolienne et solaire en Ontario et prévoit proposer certains projets potentiels dans les prochaines DDP.

Autres projets éoliens potentiels en Colombie-Britannique (C.-B. – participation de 100 %)

La société a repéré des projets potentiels de parcs éoliens en Colombie-Britannique (les « **projets éoliens potentiels de la Colombie-Britannique** ») pour lesquels la société évalue la puissance installée prospective totale à environ 485 MW.

La société a obtenu des permis d'occupation d'investigation délivrés par le Ministry of Forests, Lands and Natural Resource Operations à l'égard de quatre sites qui assurent une réclamation territoriale de premier rang et empêchent les autres développeurs de projets éoliens de déposer des demandes à l'égard de terres à l'intérieur d'environ un kilomètre de la limite visée par les permis d'investigation. Les permis d'occupation d'investigation permettent l'installation de tours météorologiques pour recueillir des données relatives aux vents, à l'ingénierie et à l'environnement pour une période allant jusqu'à cinq ans.

Même si la société est propriétaire exclusif de presque tous les projets éoliens potentiels en C.-B., il est probable que la société partage, à terme, ses participations dans l'un ou plusieurs de ces projets avec un partenaire stratégique.

Divers autres projets potentiels hydroélectriques en Colombie-Britannique (C.-B. – participation de 100 %)

La société détient des projets potentiels d'une puissance installée nette potentielle combinée d'environ 726 MW qui se composent de divers projets hydroélectriques au fil de l'eau pour lesquels certains droits fonciers ont été obtenus, à l'égard desquels une demande de permis d'investigation a été déposée et à l'égard desquels une proposition pourrait être présentée aux termes du POS de BC Hydro.

Autres projets hydroélectriques prospectifs au Québec (Qc – participation de 48 %)

La société détient des participations dans un projet communautaire hydroélectrique prospectif au fil de l'eau d'une puissance installée potentielle d'environ 42 MW, pour lequel certains droits fonciers ont été obtenus et qui pourrait être soumis à une DDP future.

ACTIFS INCORPORELS

Les actifs incorporels de la société se composent principalement de divers CAÉ, permis et licences. La société a enregistré 472,3 millions de dollars en actifs incorporels au 31 décembre 2015. Les actifs incorporels de la société sont liés aux secteurs suivants :

Secteurs	Production d'énergie hydroélectrique (M$)	Production d'énergie éolienne (M$)	Production d'énergie solaire (M$)	Développement de sites (M$)	Total (M$)
Valeur nette au 31 décembre 2015	394,5	46,8	7,8	23,2	472,3

EFFETS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DES EXIGENCES DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

La plupart des coûts 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 d'énergie renouvelable. 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 suffisamment avancé pour avoir un haut degré de confiance qu'il se réalisera, et amortis une fois que celui-ci est fonctionnel, ou ils sont 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.

PERSONNEL

Au 31 décembre 2015, la société compte 149 employés. Ce personnel comprend 58 employés affectés aux activités d'exploitation et à l'entretien, 25 employés à l'aménagement et à la construction et 64 employés à l'administration, à la comptabilité, aux finances et aux affaires juridiques. Les opérations des secteurs isolables de la société sont exécutées par différentes équipes, car chaque secteur a des besoins de compétences différents. 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.

LES POLITIQUES DE PROTECTION SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE

Innergex est un producteur indépendant chef de file canadien de l'énergie renouvelable engagé à produire exclusivement de l'énergie renouvelable. Nous développons, détenons et exploitons des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens et des parcs solaires photovoltaïques avec des opérations au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique et en Idaho, aux États-Unis. Notre équipe de direction est associée à l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990. Notre succès est fondé sur le développement de bons projets, qui sont acceptés par les collectivités locales, respectueux de l'environnement et économiquement viables.

Notre mission – Notre mission est d'augmenter notre production d'énergie renouvelable en développent et exploitant et en détenant des centrales de haute qualité tout en respectant l'environnement et l'équilibre entre les intérêts véritables des communautés hôtes, nos partenaires et nos investisseurs.

Notre croissance est solidement ancrée dans notre vision à long terme et le strict respect de notre mission et de nos valeurs. À l'avenir, notre approche qui a fait ses preuves continuera à nous guider dans la réalisation de notre vision à fournir de l'énergie durable pour un avenir plus vert.

Code de conduite et énoncé de mission relatif à la santé, la sécurité et l'environnement - La société a adopté et mis en œuvre un code de conduite et un énoncé de mission relatif à la santé et à la sécurité et à l'environnement. Ce code et cet énoncé ont été communiqués aux employés par diverses sessions de formation et de communication. Tous les administrateurs, dirigeants et employés de la société doivent signer et reconnaître le code de conduite.

Le code de conduite prévoit que tous les employés veillent à ce que les activités de la société soient intégrées harmonieusement dans la communauté en ce qui concerne le patrimoine naturel et, en particulier, respectent les lois et règlements environnementaux applicables en tout temps, soutiennent le développement économique, social et culturel des communautés dans lesquelles la société exerce ses activités, coopèrent, dans la mesure du possible, avec les programmes mis en place pour le bien de la collectivité, atténuent l'impact environnemental des activités de la société, dans la mesure raisonnablement possible, et mettent en œuvre des mesures correctives, le cas échéant.

Les équipes en matière d'environnement et en santé et sécurité - La société dispose d'une équipe en matière d'environnement composée d'employés possédant des compétences et des connaissances spécialisées et a mis en place des procédures qui comportent des programmes de surveillance environnementale à long terme, des rapports et l'élaboration et la mise en œuvre des plans d'action d'urgence par rapport aux questions environnementales. La société dispose d'une équipe en matière de santé et sécurité avec des connaissances et des compétences spécialisées chargée de l'élaboration des politiques et des programmes de sécurité, du développement et de la prestation de formation sur l'environnement et la sécurité, de l'exécution d'audits internes, de la performance en matière de sécurité, du suivi et de la divulgation des risques, des événements ou des questions relatives à la sécurité et de la mise en œuvre d'un plan de mesures d'urgence. Le conseil d'administration surveille la conformité au code de conduite de la société et aux politiques sur la santé, la sécurité et l'environnement par le biais de rapports réguliers de la direction.

La politique de développement durable – Le 18 mars 2015, Innergex a adopté une politique de développement durable qui exprime bien l'engagement d'Innergex à l'intégration des considérations de développement durable dans tous les aspects de ses activités, y compris sa planification stratégique, la prise de décision, la gestion et les opérations.

La politique de développement durable est la suivante :

Chez Innergex, nous croyons que les trois piliers du développement durable – développement économique, développement social et protection de l'environnement – se renforcent mutuellement. Dans le cadre de nos activités, nous nous efforçons de parvenir à un équilibre entre les considérations économiques, sociales et environnementales et nous nous engageons à planifier, décider, gérer et exploiter en fonction de la durabilité. Nous reconnaissons que c'est un processus d'amélioration continue, enraciné dans la transparence de notre but, nos actions et nos résultats.

Innergex adhère à des principes clés afin de fournir une solution aux défis énergétiques d'aujourd'hui et de demain, pour protéger l'environnement en optimisant l'utilisation des ressources naturelles pour produire de l'électricité, et de gagner et de maintenir son acceptation sociale.

Innergex soutient 8 principes clés afin dans son effort d'apporter une solution aux défis énergétiques d'aujourd'hui et de demain, de protéger l'environnement tout en optimisant l'utilisation de ressources naturelles pour produire de l'électricité, et de mériter et maintenir son acceptation sociale.

1. Nous croyons que les gens doivent avoir accès à une énergie qui est fiable, abordable, propre et renouvelable.
2. Les changements climatiques sont réels. Nous croyons que l'énergie renouvelable fait partie de la solution aux changements climatiques.
3. Nous croyons à des règles du jeu équitables en matière d'approvisionnement en électricité. Nous appuyons la tarification du carbone ou tout autre mécanisme permettant d'internaliser les coûts environnementaux et sociaux dans le prix de l'électricité.
4. Nous croyons à la protection de l'environnement et au développement responsable des ressources naturelles. Nous appuyons un cadre de planification et de règlementation intégral et efficace.
5. Nous croyons que l'acceptation sociale est la pierre angulaire d'un développement de projet réussi, et que les meilleurs projets sont issus de la coopération à long terme avec les parties prenantes et d'une collaboration avec les Premières Nations et les communautés locales.
6. Nous croyons à un développement durable à long terme qui équilibre des impératifs sociaux, environnementaux et économiques.
7. Nous croyons à des relations durables avec nos employés, nos partenaires et nos parties prenantes externes, relations fondées sur le respect, la transparence et l'intégrité.
8. Nous croyons qu'Innergex peut réaliser des changements.

L'engagement de la société est d'intégrer les considérations de développement durable dans tous les aspects de ses activités, d'encourager les employés à faire de même dans l'exercice de leur travail, et de promouvoir des pratiques de développement durable parmi ses partenaires et fournisseurs de services.

La société souhaite construire des relations authentiques et respectueuses avec ses parties prenantes et ses partenaires grâce à un engagement et une interaction continus.

La société s'efforce également d'améliorer continuellement ses pratiques de développement durable, par l'évaluation, la gestion et la divulgation avec transparence des questions clés qui sont importantes pour la société.

FACTEURS DE RISQUE

Le texte qui suit présente certains des facteurs de risque relatifs à la société. L'information qui suit n'est qu'un sommaire de certains facteurs de risque et est donnée entièrement sous réserve des renseignements détaillés qui paraissent ailleurs dans la présente notice annuelle et doit être lue conjointement avec ces renseignements détaillés.

Capacité de la société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires

La stratégie de la société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou à développer des installations de production d'énergie de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un attrayant rendement du capital investi ajusté aux risques et de distribuer un dividende stable. Toutefois, rien ne garantit que la société soit 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 de cette stratégie 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 à ses activités existantes.

Capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux

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 ou de l'émission ou de la vente d'actions supplémentaires. Si 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 ou futures serait 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 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.

De plus, 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.

Les risques de liquidité associés aux 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 liquidité 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 au risque de fluctuation des taux d'intérêt sur son financement par emprunt ou de fluctuation des devises étrangères. La société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires

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. Finalement, la quantité d'énergie devant être produite par les parcs solaires de la société sera tributaire de la disponibilité du rayonnement solaire, qui varie naturellement. Une diminution du régime solaire à l'un ou l'autre des parcs solaires de la société sur une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ces centrales ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la société.

Délais et dépassements des coûts de construction dans la conception et construction de projets

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, l'escalade des prix de la construction, 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, la société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement

La propriété, la construction 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 demeure 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.

Incertitudes au sujet du 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 ne sont pas réalisées ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes ou impôts imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la société.

Obtention de 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 ou commencés. Rien ne garantit que l'un des projets potentiels résulte en une installation en opération.

En outre, des retards peuvent survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires pour les projets énergétiques 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 débourser le montant intégral du prix d'achat. Toutefois, tout retard dans l'octroi de ces permis ou licences pourrait nuire à la société.

Les permis environnementaux devant être émis relativement à l'un des projets en développement ou projets potentiels peuvent contenir des conditions qui doivent être remplies avant l'obtention d'un CAÉ, le début de la construction, au cours de la construction, et pendant et après l'exploitation des projets en développement. Il est impossible de prédire les conditions imposées par ces permis ou le coût de toute mesure d'atténuation exigée par ces permis.

Variations du rendement des installations et pénalités connexes

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 ou qu'elle est par ailleurs en défaut aux termes de son CAÉ respectif, 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 ou activités d'entretien et d'exploitation imprévues

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.

Fluctuations des 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 régissant les dettes actuelles et futures

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 des garanties relatives 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 ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la société ou ses filiales.

La possibilité que la société ne déclare ni ne verse un dividende

Les porteurs d'actions ordinaires, d'actions série A et d'actions série C 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 l'encaisse de la société disponible pour distribution n'est pas suffisante ou 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 du capital déclaré de ses actions en circulation.

Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants

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 soit choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'une DDP en particulier ou que des CAÉ existants soient renouvelés ou le seront moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité des sources renouvelables par des producteurs indépendants

Le développement et la croissance de l'énergie renouvelable dépend du soutien, des politiques et des mesures incitatives gouvernementaux. Plusieurs gouvernements provinciaux ont mis en place des normes de portefeuille pour augmenter la part d'énergie renouvelable dans leur bouquet énergétique de production d'électricité afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au cours du temps. Il existe un risque que le soutien gouvernemental offrant des mesures incitatives pour les énergies renouvelables change à tout moment et que l'augmentation supplémentaire de l'approvisionnement de projets d'énergie renouvelable auprès de producteurs d'énergie indépendants soit réduite ou suspendue à tout moment. En conséquence, la société pourrait faire face à une capacité réduite pour développer ses projets potentiels et pourrait subir des radiations importantes de projets potentiels.

Capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés

Les dirigeants et les autres employés clés 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 future 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 à attirer, former et 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 la rubrique « Poursuites et application de la loi ».

Défaut d'exécution des principales contreparties

La société est partie à des bons de commande ou ordres 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 et elle est aussi partie à des contrats de construction avec des entrepreneurs. Si un ou plusieurs de ces fournisseurs ou entrepreneurs sont incapables de respecter leurs engagements aux termes de ceux-ci, 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 ou entrepreneur 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.

L'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable

L'acceptation sociale par les intervenants locaux, y compris, dans certains cas, les Premières nations et les autres peuples autochtones et les communautés locales est essentielle à notre capacité à trouver et à développer de nouveaux sites appropriés pour des projets viables d'énergie renouvelable. Le défaut d'obtenir l'acceptation sociale adéquate pour un projet peut empêcher le développement et la construction d'un projet et conduire à la perte de tous les investissements dans le développement et la radiation de ce projet potentiel.

Relations avec les parties prenantes

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

Approvisionnement en équipement

L'aménagement et l'exploitation des centrales de la société est tributaire de l'approvisionnement en équipement de tierces parties. Les prix de l'équipement peuvent augmenter rapidement en fonction, entre autres, de la disponibilité de l'équipement, des prix des matières premières et du marché pour ces produits. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en équipement pourrait nuire à la rentabilité future des centrales de la société et à la capacité de la société de mettre en œuvre d'autres projets. Rien ne garantit que les 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 à réaliser les projets conformément à l'échéancier et à respecter ses engagements aux termes des CAÉ.

Changements dans la conjoncture économique générale

La plupart des CAÉ de la société ont un prix fixe rajusté à chaque année en fonction de l'inflation fondé sur une formule d'IPC.

Si l'inflation est plus faible que prévu ou si elle diminue, les produits attendus de la société, le BAIIA projeté ajusté et les flux de trésorerie disponibles pourraient être moins élevés que prévu ou réduits, ce qui aurait dans chaque cas une incidence sur le ratio de distribution.

Risques réglementaires et politiques

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.

De plus, 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 modifiés, ce qui pourrait avoir pour effet d'entraîner une augmentation des coûts et taux, 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 ni quelles seront les conditions d'un tel renouvellement. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la société se conforme à leurs modalités.

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 plusieurs 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. Si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leurs CAÉ respectifs, la société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Disponibilité et fiabilité des 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.

Augmentation des droits d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation applicable à l'utilisation de l'eau

La société est tenue de verser des redevances pour les droits d'utilisation de l'eau dans ses centrales hydroélectriques en exploitation commerciale. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les gouvernements du Québec, de la Colombie-Britannique, de l'Ontario et de l'Idaho aux États-Unis changent leur réglementation en matière d'approvisionnement en eau ou l'application d'une telle réglementation, 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 hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe

La force et la constance des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires à la disposition des centrales de la société peuvent différer des prévisions de la société. Les estimations de production d'électricité 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 de l'eau, du vent et du soleil; iii) l'intensité de la corrélation entre les données sur l'eau, le vent et le soleil propres à un site et les données 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 turbines éoliennes et de neige sur les panneaux solaires 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 hydroélectriques, éoliennes et solaires; et ix) la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Bris des barrages

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 permette 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.

Catastrophes naturelles et cas de force majeure

Les installations, les activités et les projets en développement 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 défectuosités du matériel. La survenance d'événements importants qui perturbent ou 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. En outre, un cas de force majeure touchant nos actifs peut entraîner des dommages à l'environnement ou nuire à 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.

Fluctuations des cours du 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.

Des produits d'exploitation et des coûts de la société peuvent parfois être libellés en une autre monnaie que le dollar canadien. Des fluctuations des cours du change peuvent influer sur les résultats de la société qui sont déclarés en dollars canadiens.

La monnaie fonctionnelle et la monnaie de présentation de la société est le dollar canadien. La société est donc exposée au risque de change par ses investissements, activités et actifs à l'étranger. La volatilité des cours du change pourrait avoir un effet défavorable sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la société.

Les risques liés à la croissance et développement des marchés étrangers

La société peut, dans le cadre d'une expansion internationale de ses activités, faire face à des risques liés i) à sa capacité à intégrer efficacement les acquisitions futures, créer de nouveaux partenariats et développer, construire et exploiter des projets dans un marché d'approvisionnement et de règlementation non familier, ii) à la concurrence avec des entreprises plus établies, iii) aux fluctuations des cours du change; iv) au manque de connaissance des marchés étrangers et v) aux changements de la fiscalité locale et internationale.

La cybersécurité

La société dépend de plusieurs technologies de l'information pour mener de multiples activités commerciales. Une cyberintrusion réussie, notamment, les accès non autorisés, les logiciels malveillants ou d'autres violations du système qui contrôle la production et la transmission à nos bureaux ou centrales pourraient gravement perturber ou autrement toucher les activités commerciales ou diminuer les avantages concurrentiels. Ces attaques visant nos systèmes informatiques par l'entremise de vol, d'altération ou de destruction pourraient générer des dépenses imprévues en vue d'enquêter et de réparer les violations de sécurité ou les dommages au système et pourraient entraîner des litiges, amendes, d'autres mesures correctives, un examen réglementaire accru et nuire à notre réputation. Une violation de nos mesures de sécurité des données ou cybersécurité pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités de la société, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance

Bien que la société maintienne la garantie d'assurance, elle est assujettie à des limites et exclusions et 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 aux activités et aux actifs de la société.

La notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la société ou peut être abaissée

Les notes attribuées aux actions série A et série C de la société (la « **notation** » ou « **note** ») constituent une évaluation, par les agences de notation, de la capacité de la société de s'acquitter de ses obligations. La notation est fondée sur certaines hypothèses au sujet du rendement et de la structure du capital futur de la société qui peuvent refléter ou non le rendement ou la structure du capital réel de la société. Les changements à la notation à l'avenir peuvent avoir une incidence sur le cours ou la valeur et la liquidité des titres de la société. Rien ne garantit qu'une notation demeurera en vigueur pendant une période donnée, ni que la note ne sera pas abaissée ou retirée entièrement par les agences de notation.

Possibilité de responsabilités et d'obligations non divulguées liées aux acquisitions

Il est possible que la direction de la société n'ait pas détecté dans son contrôle préalable à la réalisation des acquisitions des responsabilités et des éventualités pour lesquelles la société pourrait ne pas être indemnisée. Les découvertes de quelque responsabilité ou éventualité importante à l'égard des actions, des actifs ou des entreprises acquis après ces acquisitions pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la société.

Intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir

L'intégration des centrales et des actifs acquis ou devant être acquis dans le cadre des acquisitions de la société pourrait représenter des défis considérables, et la direction de la société pourrait être incapable de mener à bien l'intégration avec succès ou sans devoir y investir des sommes importantes. Rien ne garantit que la direction sera en mesure d'intégrer avec succès les actifs acquis ou devant être acquis aux termes de ces acquisitions ou de tirer pleinement tous les avantages attendus des acquisitions.

Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions

La société est d'avis que les acquisitions réalisées récemment et devant être réalisées présenteront des avantages pour la société. Il est toutefois possible que la totalité ou certains des avantages prévus ne se concrétisent pas, notamment dans les délais prévus par la direction de la société. L'obtention de ces avantages tient à de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la société.

Défaut de conclure l'acquisition des actifs éoliens en France

La clôture de l'acquisition des actifs éoliens en France est assujettie au respect de certaines conditions de clôture ou à la renonciation à de telles conditions, notamment les consentements de tiers et certaines autres conditions de clôture usuelles. Le défaut de respecter ces conditions de clôture ou, le cas échéant, d'y renoncer, empêchera la société de réaliser l'acquisition des actifs éoliens en France. Rien ne garantit que ces conditions de clôture seront remplies ou feront l'objet de renonciation. Par conséquent, rien ne garantit que la société, le cas échéant, réalisera l'acquisition des actifs éoliens en France dans les délais prescrits ou conformément aux modalités qui y sont décrites.

Dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées

Les six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et le projet Big Silver Creek (« **le projet et les centrales qui partagent** ») partagent ou partageront tous une infrastructure d'interconnexion et de transport conjointe pour le transport de leur production d'électricité à une sous-station conjointe, qui est ensuite reliée aux points d'interconnexion communs pour le projet et les centrales qui partagent à la sous-station Upper Harrison Terminal de BC Hydro adjacente. Par conséquent, tout dommage causé à l'infrastructure d'interconnexion et de transport partagée ou toute défaillance de celle-ci peut faire en sorte que le projet et les centrales qui partagent soient incapables de livrer leur production d'électricité jusqu'aux points d'interconnexion avec le réseau de transport de BC Hydro, conformément aux exigences en matière de vente d'énergie aux termes de deux CAÉ conclus avec BC Hydro à l'égard des six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et le projet Big Silver Creek. Les six centrales en exploitation Harrison partagent également une convention d'interconnexion commune avec BC Hydro et agissent en tant que mandataire pour la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et le projet Big Silver Creek. Par conséquent, le fait pour le projet et les centrales qui partagent de manquer respectivement à leurs engagements aux termes de la convention d'interconnexion pourrait entraîner la déconnection par BC Hydro du projet et des centrales qui partagent du réseau de transport de BC Hydro.

Les produits provenant de la centrale Miller Creek fluctuent en raison du prix au comptant de l'électricité

Étant donné que le prix de l'électricité achetée de la centrale Miller Creek dépend d'une formule qui se fonde sur le prix au comptant Platts Mid-C pour l'électricité, les produits aux termes du CAÉ applicable varieront. Si l'indice Platts Mid-C diminue par rapport à ses niveaux actuels, les produits et le BAIIA ajusté de la centrale Miller Creek seront touchés de façon négative. Une augmentation de la volatilité du prix au comptant Platts Mid-C rendrait moins prévisibles les produits éventuels et le BAIIA ajusté de la centrale Miller Creek et pourrait avoir un impact négatif sur les résultats de la société.

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, la société entend verser un dividende annuel de 0,64 $ par action ordinaire, payable trimestriellement, et payer le taux de dividende applicable aux actions série A et aux actions série C. Voir la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions privilégiées - Actions série A et actions série B – Actions série C ».

Le tableau suivant fait état des dividendes déclarés par la société à ses actionnaires détenant des actions ordinaires au cours des exercices 2013, 2014 et 2015.

Date de déclaration	Montant versé par action ordinaire	Date de paiement du dividende	Montant du dividende total
2013			
14 mars	0,145 $	15 avril 2013	13 624 793 $
14 mai	0,145 $	15 juillet 2013	13 695 209 $
8 août	0,145 $	15 octobre 2013	13 777 066 $
6 novembre	0,145 $	15 janvier 2014	13 869 962 $
2014			
25 février	0,150 $	15 avril 2014	14 379 146 $
13 mai	0,150 $	15 juillet 2014	15 012 881 $
7 août	0,150 $	15 octobre 2014	15 055 930 $
6 novembre	0,150 $	15 janvier 2015	15 100 800 $
2015			
24 février	0,155 $	15 avril 2015	15 664 483 $
13 mai	0,155 $	15 juillet 2015	15 696 676 $
5 août	0,155 $	15 octobre 2015	16 174 353 $
10 novembre	0,155 $	15 janvier 2016	16 110 488 $

Le tableau suivant fait état des dividendes déclarés par la société à ses actionnaires détenant des actions série A au cours de ses exercices 2013, 2014 et 2015.

Date de déclaration	Montant versé par action série A	Date de paiement du dividende	Montant du dividende total
2013			
14 mars	0,3125 $	15 avril 2013	1 062 500 $
14 mai	0,3125 $	15 juillet 2013	1 062 500 $
8 août	0,3125 $	15 octobre 2013	1 062 500 $
6 novembre	0,3125 $	15 janvier 2014	1 062 500 $
2014			
25 février	0,3125 $	15 avril 2014	1 062 500 $
13 mai	0,3125 $	15 juillet 2014	1 062 500 $
7 août	0,3125 $	15 octobre 2014	1 062 500 $
6 novembre	0,3125 $	15 janvier 2015	1 062 500 $
2015			
24 février	0,3125 $	15 avril 2015	1 062 500 $
13 mai	0,3125 $	15 juillet 2015	1 062 500 $
5 août	0,3125 $	15 octobre 2015	1 062 500 $
10 novembre	0,3125 $	15 janvier 2016	1 062 500 $

Le tableau suivant fait état des dividendes déclarés par la société à ses actionnaires détenant des actions série C au cours de ses exercices 2013, 2014 et 2015.

Date de déclaration	Montant versé par action série C	Date de paiement du dividende	Montant du dividende total
2013			
14 mars	0,492300 $	15 avril 2013	984 600 $
14 mai	0,359375 $	15 juillet 2013	718 750 $
8 août	0,359375 $	15 octobre 2013	718 750 $
6 novembre	0,359375 $	15 janvier 2014	718 750 $
2014			
25 février	0,359375 $	15 avril 2014	718 750 $
13 mai	0,359375 $	15 juillet 2014	718 750 $
7 août	0,359375 $	15 octobre 2014	718 750 $
6 novembre	0,359375 $	15 janvier 2015	718 750 $
2015			
24 février	0,359375 $	15 avril 2015	718 750 $
13 mai	0,359375 $	15 juillet 2015	718 750 $
5 août	0,359375 $	15 octobre 2015	718 750 $
10 novembre	0,359375 $	15 janvier 2016	718 750 $

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA 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 pouvant être émises en séries. Au 24 mars 2016, 104 006 805 actions ordinaires, 3 400 000 actions série A, 2 000 000 d'actions série C étaient émises et en circulation et 100,0 millions de dollars de débentures convertibles 4,25 % sont émises et en circulation. Les actions ordinaires, actions série A, actions série C et les débentures convertibles 4,25 % de la société sont inscrites à la cote de la TSX sous les symboles « INE », « INE.PR.A », « INE.PR.C » et « INE.DB.A », respectivement.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit d'exercer une voix par action à l'égard de toutes les questions devant faire l'objet d'un vote à toutes les assemblées des actionnaires de la société, sauf à l'occasion des assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une catégorie ou d'une série déterminée d'actions de la société ont le droit de voter.

Sous réserve des droits prioritaires des porteurs d'actions privilégiées, 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 distribution de l'actif de la société entre ses actionnaires afin de liquider ses affaires, les actifs restants de la société, après le paiement des montants auxquels les porteurs d'actions privilégiées ont droit dans un tel cas, seront payés ou distribués également et 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.

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 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.

Les porteurs d'actions privilégiées n'ont pas le droit (sauf indication contraire prévue par la loi et sauf à l'égard des assemblées des porteurs d'actions privilégiées en tant que catégorie et des assemblées des porteurs d'actions série A, d'actions série B ou d'actions série C en tant que séries, selon le cas) d'être convoqués, d'assister ni de voter aux assemblées des actionnaires de la société, à moins que celle-ci n'ait omis de payer huit dividendes trimestriels sur les actions série A, les actions série B ou les actions série C. Dans l'éventualité d'un tel non-paiement et tant que de tels dividendes demeurent arriérés, les porteurs d'actions série A, d'actions série B ou d'actions série C, selon le cas, auront le droit d'être convoqués et d'assister à chaque assemblée des actionnaires de la société, à l'exception des assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une autre catégorie ou série précise ont le droit de voter, et pourront voter avec les porteurs de toutes les actions avec droit de vote de la société à raison de une voix pour chaque action série A, action série B ou action série C détenue par ce porteur jusqu'à ce que de tels arriérés de dividendes aient été payés, à la suite de quoi ces droits prendront fin.

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 de l'ensemble des dividendes déclarés et impayés sur celles-ci. Si le droit lui est conféré conformément aux conditions attachées à une série spécifique d'actions privilégiées, le 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 une partie des 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 et 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.

Actions série A et actions série B

Le 14 septembre 2010, la société a clôturé le placement d'actions série A (le « **placement série A** »), ayant entraîné l'émission d'un total de 3 400 000 actions série A. Les droits et privilèges rattachés aux actions série A et aux actions série B sont décrits dans le certificat de modification daté du 10 septembre 2010 émis par Industrie Canada relativement au placement série A (les « **modalités relatives aux actions série A et aux actions série B** »). Le texte qui suit décrit les modalités des actions série A et des actions série B, et un exemplaire de celui-ci a été déposé auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières sur SEDAR au www.sedar.com. Le résumé qui suit décrivant certaines dispositions des actions série A et des actions série B est assujetti aux modalités des actions série A et aux modalités des actions série B accessibles sur SEDAR au www.sedar.com et est donné entièrement sous réserve de celles-ci.

Pour la période initiale de cinq ans à compter de la date d'émission des actions série A, inclusivement, mais excluant le 15 janvier 2016 (la « **période à taux fixe initiale** »), les porteurs d'actions série A avaient le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, lorsque le conseil d'administration en déclare, payables trimestriellement le 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année, d'un montant annuel correspondant à 1,25 $ par action série A. Pour chaque période de cinq ans postérieure à la période à taux fixe initiale (chacune, une « **période à taux fixe subséquente** »), les porteurs d'actions série A auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, lorsque le conseil d'administration en déclare, payables trimestriellement le 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année au cours de la période à taux fixe subséquente, d'un montant annuel par action correspondant à la multiplication du taux de dividende fixe annuel (au sens donné dans le prospectus relatif aux actions série A) applicable à cette période à taux fixe subséquente par 25 $. Le taux de dividende fixe annuel pour chaque période à taux fixe subséquente correspondra à la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada (au sens du prospectus relatif aux actions série A) le 30e jour avant le premier jour de cette période à taux fixe subséquente, majoré de 2,79 %. Le dividende applicable à la période de cinq ans qui a commencé le 15 janvier 2016 et se terminera le 15 janvier 2021, exclusivement, sera de 0,902 $ par action série A par année.

Chaque porteur d'actions série A avait le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions série A en actions série B à raison d'une action série B par action série A convertie, sous réserve de certaines conditions, depuis le 15 janvier 2016, et aura le droit, à son gré, d'effectuer cette conversion le 15 janvier tous les cinq ans par la suite (la « **date de conversion série A** »). Les porteurs d'actions série B ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable, lorsque le conseil d'administration en déclare, payables trimestriellement le 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année, d'un montant annuel par action série B établi

conformément à la formule indiquée dans le prospectus simplifié relatif aux actions série A daté du 7 septembre 2010 (le « **prospectus relatif aux actions série A** »). Au 15 janvier 2016, aucune action série A n'a été convertie en action série B étant donné que le nombre d'actions série A déposées aux fins de conversion était inférieur aux 1 000 000 d'actions nécessaires pour procéder à la conversion.

En outre, les actions série A ne peuvent être rachetées par la société avant le 15 janvier 2021. Le 15 janvier tous les cinq ans par la suite, sous réserve de certaines restrictions établies dans le prospectus relatif aux actions série A, la société peut, à son gré, moyennant un préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, racheter au comptant tout ou un certain nombre d'actions série A en circulation moyennant 25 $ par action série A, dans chaque cas majoré de tous les dividendes courus et impayés sur celles-ci jusqu'à la date, exclusivement, fixée pour le rachat (déduction faite de tout impôt que la société doit déduire ou retenir).

Les actions série B ne peuvent être rachetées par la société le 15 janvier 2021 ou avant cette date. Sous réserve de certaines autres restrictions décrites dans le prospectus relatif aux actions série A, la société peut, à son gré, moyennant un préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, racheter la totalité ou un certain nombre des actions série B en circulation moyennant le paiement en espèces d'une somme par action correspondant i) à 25 $ dans le cas des rachats effectués le 15 janvier 2021 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite (chacune une « **date de conversion série B** »), ou ii) à 25,50 $ dans le cas des rachats effectués à toute date qui n'est pas une date de conversion série B après le 15 janvier 2021, dans chaque cas majoré de tous les dividendes courus et impayés sur ceux-ci jusqu'à la date, exclusivement, fixée pour le rachat (déduction faite de tout impôt que la société doit déduire ou retenir).

Actions série C

Le 11 décembre 2012, la société a clôturé le placement série C, ayant entraîné l'émission d'un total de 2 000 000 d'actions série C. Les droits et privilèges rattachés aux actions série C sont décrits dans le certificat de modification daté du 6 décembre 2012 émis par Industrie Canada relativement au placement série C (les « **modalités relatives aux actions série C** »). Le texte qui suit décrit les modalités des actions série C, et un exemplaire de celui-ci a été déposé auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières sur SEDAR au www.sedar.com. Le résumé qui suit décrivant certaines dispositions des actions série C est assujetti aux modalités des actions série C accessibles sur SEDAR au www.sedar.com et est donné entièrement sous réserve de celles-ci.

Les porteurs d'actions série C ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le conseil d'administration qui seront payables trimestriellement le 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année, à un taux annuel égal à 1,4375 $ par action série C.

Les actions série C ne peuvent être rachetées par la société avant le 15 janvier 2018. À compter du 15 janvier 2018, la société pourra, à son gré, sur remise d'un préavis écrit d'au moins 30 jours et d'au plus 60 jours, racheter la totalité ou une partie des actions série C en circulation moyennant le paiement au comptant d'une somme par action correspondant à i) 26 $ dans le cas des rachats effectués au plus tard le 15 janvier 2019; ii) 25,75 $ dans le cas des rachats effectués par la suite, mais au plus tard le 15 janvier 2020; iii) 25,50 $ dans le cas des rachats effectués par la suite, mais au plus tard le 15 janvier 2021; iv) 25,25 $ dans le cas des rachats effectués par la suite, mais au plus tard le 15 janvier 2022; et v) 25 $ dans le cas des rachats effectués par la suite, dans chaque cas majorée de tous les dividendes courus et impayés sur celles-ci jusqu'à la date, exclusivement, fixée pour le rachat.

Les actions série C n'ont aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs.

Débentures convertibles 4,25 %

Le 10 août 2015, la société a réalisé le placement des débentures convertibles 4,25 % (les « **débentures convertibles 4,25 %**») d'un capital global de 100,0 millions de dollars.

Les débentures convertibles 4,25 % ont été émises aux termes d'un acte de fiducie daté du 10 août 2015, intervenu entre la société et Société de fiducie Computershare du Canada (l'« **acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,25 %**»). Le résumé suivant de certaines dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,25 % est assujetti aux dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,25 % accessibles sur SEDAR au www.sedar.com et est donné entièrement sous réserve de celui-ci.

La date d'échéance des débentures convertibles 4,25 % est le 31 août 2020 (la « **date d'échéance** »). Les débentures convertibles 4,25 % portent intérêt au taux annuel de 4,25 %, payable semestriellement à terme échu le 28 février et le 31 août de chaque année, et sont convertibles au gré de leur porteur en actions ordinaires au taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires par tranche de 1 000 $ de capital de débentures convertibles 4,25 %, soit le prix de conversion.

À compter du 31 août 2018 jusqu'au 31 août 2019, exclusivement, les débentures convertibles 4,25 % peuvent être rachetées par la société, en totalité ou en partie de temps à autre, moyennant un préavis d'au plus 60 jours et d'au moins 30 jours, au prix de rachat correspondant à leur capital, majoré de l'intérêt couru et impayé, si le cours moyen pondéré en fonction du volume des actions ordinaires à la TSX sur la période de 20 jours de séance consécutifs se terminant cinq jours de séance avant la date de remise de l'avis de rachat n'est pas inférieur à 125 % du prix de conversion (le « **cours du marché en vigueur** »).

À compter du 31 août 2019 jusqu'à la date d'échéance exclusivement, les débentures convertibles 4,25 % 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'obtention de l'approbation des autorités de réglementation et de l'absence de quelque cas de défaut (au sens défini dans l'acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,25 %), la société peut, à son gré, choisir de régler son obligation de payer le capital des débentures convertibles 4,25 % 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 livrant le nombre d'actions ordinaires correspondant au quotient obtenu de la division du capital des débentures convertibles 4,25 % à racheter ou échues par 95 % du cours du marché en vigueur. L'intérêt couru et impayé sera versé au comptant.

NOTATION

Les notes de crédit visent à fournir aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité de crédit d'une émission de valeurs mobilières.

Le tableau à droite présente les notes de la société, de ses actions série A et de ses actions série C reçues de Standard & Poor's (« **S&P** ») au 24 mars 2016.

	S&P
Innergex énergie renouvelable inc.	BBB-
Actions série A	P-3
Actions série C	P-3

La société est notée, par S&P, BBB- avec une perspective de notation stable. Une notation du crédit d'un émetteur par S&P constitue une opinion prospective quant à la capacité financière générale d'un débiteur (sa solvabilité) à rembourser ses obligations financières. Cette opinion se concentre sur la capacité du débiteur à respecter ses engagements financiers à leur échéance. Les notes attribuées par S&P à l'égard des titres d'emprunt à long terme vont de la plus haute, soit AAA, à la plus faible, soit CC. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout d'un signe (+) ou (-) indiquant la position relative à l'intérieur des catégories principales. D'après le système de notation de S&P, un débiteur auquel la notation BBB a été attribuée a la capacité suffisante de s'acquitter de ses engagements financiers. Cependant, les incidences négatives des changements de circonstances ou de conjoncture économique sont plus susceptibles de conduire à un affaiblissement de la capacité du débiteur de s'acquitter de ses engagements financiers. Une perspective de notation S&P évalue l'orientation éventuelle d'une note de crédit à long terme sur le moyen terme (généralement de six mois à deux ans). Les perspectives peuvent être qualifiées comme positives, négatives, stables, en développement ou N.M. (non significatives). Une perspective de notation stable signifie que la note n'est pas susceptible de changer.

S&P a attribué aux actions série A et aux actions série C la note P-3 selon son échelle de notation canadienne. La note P-3 est la dixième note sur une échelle de vingt utilisée par S&P selon son échelle de notation canadienne des actions privilégiées (la première note étant la plus élevée et la vingtième la plus basse). Selon S&P, cette note P-3 indique que, même si l'obligation est considérée comme étant moins vulnérable à un non-paiement que d'autres émissions de nature spéculative, elle est exposée à d'importantes incertitudes constantes ou à une conjoncture commerciale, financière ou économique défavorable qui pourrait empêcher le débiteur de remplir convenablement ses engagements financiers.

La société a payé des frais de service applicables à S&P pour la notation de la société, des actions série A et des actions série C et l'examen annuel de celles-ci. La société n'a pas versé d'autres montants pour d'autres services fournis par S&P dans les deux dernières années.

Les notes visent à fournir aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'une émission ou d'un émetteur de titres et ne se veulent pas une indication de la convenance de ces titres à un investisseur en particulier. Une note ne constitue pas une recommandation d'acheter, de vendre ou de détenir des titres et elle peut être révisée ou retirée en tout temps par l'agence de notation.

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, en dollars canadiens, des actions ordinaires et le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les trois premiers mois de 2016.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2015	12,10	11,04	142 337
Février 2015	12,36	11,51	122 120
Mars 2015	11,97	11,10	133 835
Avril 2015	11,49	11,04	104 508
Mai 2015	11,42	10,85	131 241
Juin 2015	12,25	10,58	116 320
Juillet 2015	10,82	10,34	97 122
Août 2015	11,17	9,51	194 774
Septembre 2015	10,66	9,90	154 455
Octobre 2015	11,30	10,10	171 255
Novembre 2015	11,16	10,46	104 693
Décembre 2015	11,97	10,10	110 677
Janvier 2016	11,95	9,98	163 580
Février 2016	13,12	11,10	194 400
1er mars au 24 mars 2016	14,26	12,55	264 898

DÉBENTURES CONVERTIBLES 5,75 %

Les débentures convertibles 5,75 % étaient inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE.DB ».

Le tableau suivant indique la variation du cours, en dollars canadiens, des débentures convertibles 5,75 % et le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice qui s'est terminé le 20 août 2015 lorsqu'elles ont été rachetées par la société et radiées de la cote de la TSX.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2015	114,19	107,36	98 762
Février 2015	116,10	108,88	383 737
Mars 2015	112,68	106,00	65,400
Avril 2015	108,84	106,00	128 357
Mai 2015	107,10	104,50	98 250
Juin 2015	110,00	104,50	63 841
Juillet 2015	104,88	100,94	3 428 438
1er août au 19 août 2015	101,50	100,00	341 667

ACTIONS SÉRIE A

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

Le tableau suivant indique la variation du cours, en dollars canadiens, des actions série A ainsi que le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les trois premiers mois de 2016.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2015	18,59	16,50	2 263
Février 2015	17,45	16,50	3 868
Mars 2015	17,20	15,25	2 555
Avril 2015	16,25	15,56	5 436
Mai 2015	16,76	15,80	4 282
Juin 2015	16,30	15,30	4 691
Juillet 2015	15,65	13,99	2 794
Août 2015	14,00	11,68	5 996
Septembre 2015	13,25	11,71	6 890
Octobre 2015	13,81	12,40	5 922
Novembre 2015	14,27	12,85	10 074
Décembre 2015	14,01	12,08	7 472
Janvier 2016	13,47	11,75	3 609
Février 2016	12,90	11,45	4 581
1er mars au 24 mars 2016	14,00	12,19	2 171

ACTIONS SÉRIE C

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

Le tableau suivant indique la variation du cours, en dollars canadiens, des actions série C ainsi que le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois du dernier exercice terminé et les trois premiers mois de 2016.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2015	20,69	20,00	688
Février 2015	21,13	20,18	6 187
Mars 2015	20,73	20,21	1 273
Avril 2015	20,87	19,50	1 503
Mai 2015	20,49	19,98	755
Juin 2015	20,19	17,75	1 955
Juillet 2015	18,63	17,47	1 236
Août 2015	19,09	18,01	635
Septembre 2015	18,50	17,39	1 791
Octobre 2015	18,90	17,66	848
Novembre 2015	19,94	19,00	1 054
Décembre 2015	19,58	17,76	1 410
Janvier 2016	18,71	16,90	881
Février 2016	18,55	17,40	1 850
1er mars au 24 mars 2016	19,25	17,96	819

DÉBENTURES CONVERTIBLES 4,25 %

Les débentures convertibles 4,25 % sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « INE.DB.A. ».

Le tableau à droite indique la variation du cours, en dollars canadiens, des débentures convertibles 4,25 % ainsi que le volume moyen quotidien des opérations sur celles-ci à la TSX pour chaque mois en 2015 depuis leur inscription à la cote de la TSX le 10 août 2015 et les trois premiers mois de 2016.

	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Août 2015	99,01	94,25	247 813
Septembre 2015	99,00	97,00	746 619
Octobre 2015	100,00	97,00	316 143
Novembre 2015	100,50	99,00	84 714
Décembre 2015	100,51	97,00	74 429
Janvier 2016	100,65	87,00	127 550
Février 2016	100,00	97,50	79 300
1er mars au 24 mars 2016	104,00	99,50	109 417

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

ADMINISTRATEURS

Le tableau suivant indique, pour chaque administrateur, le nom, la municipalité, la province ou l'État et le pays de résidence à la date de la présente notice annuelle, ses fonctions principales, la période durant laquelle il a été administrateur et les actions ordinaires en nombre et en pourcentage détenues. 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[(1)]	% des actions ordinaires
JEAN LA COUTURE[3)7)] Montréal (Québec) Canada	2010	Président, Huis Clos Ltée, consultants en gestion d'entreprise et conseillers en conflits et litiges	43 979	0,042 %
RICHARD LAFLAMME[3)5)] St-Laurent-de-l'Île-d'Orléans (Québec) Canada	2010	Administrateur de sociétés	14 619	0,014 %
DANIEL LAFRANCE[2)3)4)] Montréal (Québec) Canada	2010	Administrateur de sociétés	37 000	0,036 %
WILLIAM A. LAMBERT[6)] Toronto (Ontario) Canada	2007	Administrateur de sociétés	153 300	0,147 %
MICHEL LETELLIER St-Lambert (Québec) Canada	2002	Président et chef de la direction de la société	629 287	0,605 %
DALTON MCGUINTY Ottawa (Ontario) Canada	2015	Consultant principal pour Desire2 Learn	0	0 %
MONIQUE MERCIER Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2015	VP à la direction, Affaires corporatives, chef des services juridiques et secrétaire générale de TELUS Corporation	0	0 %

1) L'information sur les actions ordinaires détenues en propriété véritable ou sur lesquelles une emprise ou un contrôle est exercé par chaque administrateur a été fournie par chaque administrateur individuellement.
2) Membre du comité d'audit, du comité des ressources humaines et du comité de candidatures.
3) Jean La Couture, Richard Laflamme et Daniel Lafrance ont été nommés administrateurs de la société le 29 mars 2010 à la réalisation du regroupement stratégique de la société et d'Innergex Énergie, Fonds de revenu par voie d'une prise de contrôle inversée (l'« **arrangement** »). Avant l'arrangement, ils étaient depuis 2003 fiduciaires d'Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation, une filiale en propriété exclusive du Fonds qui était lui-même un émetteur ouvert inscrit à la TSX.
4) Président du comité d'audit.
5) Président du comité des ressources humaines et membre du comité de gouvernance d'entreprise et du comité de candidatures.
6) Membre du comité de gouvernance d'entreprise, du comité d'audit et du comité de candidatures.
7) Président du conseil d'administration, président du comité de candidatures et président du comité de gouvernance d'entreprise et membre de tous les autres comités de la société.

Au cours des cinq dernières années, chacun des administrateurs susmentionnés a exercé ses fonctions principales actuelles ou d'autres fonctions de direction au sein des sociétés indiquées en regard de son nom ou auprès de sociétés ou d'entreprises associées, y compris des sociétés appartenant au même groupe et des sociétés remplacées, sauf Richard Laflamme qui était, avant décembre 2012, Directeur général du Régime de retraite de l'Université du Québec, Daniel Lafrance qui était avant août 2013, premier vice-président, Finances et approvisionnement, chef des finances et secrétaire de Lantic inc., et Dalton McGuinty qui était i) avant septembre 2015, consultant principal chez PricewaterhouseCoopers et ii) avant février 2013, Premier ministre de la province d'Ontario, membre du Parlement jusqu'en juin 2013 et qui depuis juillet 2014, est consultant principal chez Desire2 Learn.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Le tableau suivant indique le nom, la municipalité, 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.

Nom et municipalité de résidence	Membre de la haute direction depuis	Fonction/poste principal
MICHEL LETELLIER, MBA St-Lambert (Québec) Canada	2003	Président et chef de la direction
JEAN PERRON, CPA, CA Brossard (Québec) Canada	2003	Chef de la direction financière
JEAN TRUDEL, MBA Montréal (Québec) Canada	2003	Chef de la direction des investissements
FRANÇOIS HÉBERT Bromont (Québec) Canada	2003	Vice-président principal – Exploitation et Entretien
RICHARD BLANCHET, P. ING., M. Sc. North Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2004	Vice-président principal – Développement, Ouest du Canada et Amérique latine
PETER GROVER, ING. St-Bruno (Québec) Canada	2005	Vice-président principal – Gestion de projets éoliens et solaires
RENAUD DE BATZ DE TRENQUELLÉON, P.Geo., M.Sc., MBA North Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2005	Vice-président principal – Gestion de projets hydroélectriques
MATTHEW KENNEDY, M.Sc., R.P.Bio. Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2011	Vice-président - Environnement
ANNE CLICHE Laval (Québec) Canada	2011	Vice-présidente - Ressources humaines
CLAUDE CHARTRAND, P.ING. B.A.Sc. Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2012	Vice-président – Ingénierie
NATHALIE THÉBERGE, LL.B Montréal (Québec) Canada	2010	Vice-présidente – Affaires juridiques corporatives et secrétaire
YVES BARIBEAULT, Ing., LL.B., MBA Montréal, Québec, Canada	2015	Vice-président – Affaires juridiques, Exploitation et 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, sauf : Claude Chartrand qui était de novembre 2010 à février 2012 vice-président Énergie auprès d'Aecom Canada; Anne Cliche qui, avant juillet 2011, était consultante en développement organisationnel et gestion du changement et Matt Kennedy qui était de 2010 à avril 2011, vice-président Environnement pour Cloudworks Energy Inc.

Au 24 mars 2016, les administrateurs et membres de la haute direction de la société, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 764 649 actions ordinaires, soit 1,70 % du total des actions ordinaires émises et en circulation de la société, ou exercent un contrôle ou une emprise sur ces actions.

FAILLITE, INSOLVABILITÉ, INTERDICTION D'OPÉRATIONS ET PÉNALITÉS

À titre d'administrateur de Québecor Inc., l'actionnaire majoritaire de Québecor World Inc., on a demandé à Jean La Couture de se joindre au conseil d'administration de Québecor World Inc. le 10 décembre 2007. Le 21 janvier 2008, Québecor World Inc. a demandé la protection contre ses créanciers au terme de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) et du chapitre 11 du *Bankcruptcy Code* des États-Unis. Le 16 décembre 2008, Jean La Couture a démissionné de son poste d'administrateur de Québecor World Inc. En juillet 2009, Québecor World Inc. est sortie des procédures de faillite canadiennes et américaines.

À l'exception de ce qui précède et à la connaissance de la société, aucun des administrateurs et dirigeants de la société a) n'est à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été au cours des dix années qui précèdent la date de la présente notice annuelle, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société qui a fait l'objet i) d'une ordonnance prononcée pendant que l'administrateur ou dirigeant de la société exerçait des fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances, ou ii) d'une ordonnance prononcée après que l'administrateur ou dirigeant de la société a cessé d'exercer les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances et découlant d'un événement survenu pendant qu'il exerçait ces fonctions, b) n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, administrateur ou membre de la haute direction d'une société qui, pendant qu'il exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de cette fonction, a fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a été poursuivie par ses créanciers, conclut un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou si un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndicat de faillite a été nommé pour détenir ses biens; ni c) n'a, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclut un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou si un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens.

Pour les besoins du paragraphe qui précède, « ordonnance » s'entend d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance semblable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance qui refusait à la société visée de se prévaloir d'une dispense en vertu de la législation en valeurs mobilières, qui a été en vigueur pendant une période de plus de 30 jours consécutifs.

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 et le conseil d'administration évalueront tout conflit d'intérêts éventuellement susceptible de survenir conformément aux attentes et objectifs raisonnables de la société et agiront selon quelque obligation de diligence ou obligation d'agir de bonne foi envers la société.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2015, ni la société, ni ses biens n'ont fait l'objet de quelque instance qui aurait un effet défavorable important sur celle-ci ou ceux-ci. Pour autant que sache la société, aucune instance visant la société ou ses biens n'est imminente.

Cependant, le 14 janvier 2014, Harrison Hydro Project Inc., Fire Creek Project Limited Partnership, Lamont Creek Project Limited Partnership, Stokke Creek Project Limited Partnership, Tipella Creek Project Limited Partnership and Upper Stave Project Limited Partnership ont déposé des appels auprès de l'Environmental Appeal Board (Colombie-Britannique) contestant une décision du contrôleur du Water Rights visant les taux de redevances d'énergie hydraulique qui seront facturés en vertu de la loi intitulé *Water Act* R.S.B.C. 1996, c. 483 en ce qui concerne les centrales Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River. Le 8 décembre 2015, l'Environmental Appeal Board a rendu sa décision rejetant l'appel. Le 20 janvier 2016, une demande de révision judiciaire a été déposée et le résultat de la révision judiciaire peut avoir une incidence sur les dépenses de ces entités sur une base annuelle ce qui représenterait une augmentation globale d'environ 1,6 million de dollars pour les droits d'usage de l'eau. Le montant de cette augmentation potentielle des droits d'usage de l'eau a été inclus dans les résultats de la société pour les années 2013, 2014 et 2015. La société détient une participation indirecte de 50,0024 % dans ces centrales.

DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun des administrateurs, dirigeants ou actionnaires qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % de toute catégorie d'actions de la société 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.

Cependant, le 17 mars 2015, Upper Lillooet River Power Limited Partnership et Boulder Creek Power Limited Partnership, des filiales de la société, ont conclu un financement de 491,6 millions de dollars pour un prêt de construction et un prêt à terme sans recours pour les projets hydroélectriques au fil de l'eau Upper Lillooet et Boulder Creek et le 22 juin 2015, Big Silver Creek Power Limited Partnership, un membre du groupe de la société, a conclu un financement de 197,2 millions de dollars pour un prêt de construction et un prêt à terme sans recours pour le projet Big Silver Creek. Ces financements ont été mis en place par un processus de sélection concurrentiel par La Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers à titre d'agent, avec, entre autres, des syndicats de prêteurs comprenant la Caisse de dépôt et placement du Québec. Selon les documents déposés dans le public au 15 janvier 2015, la Caisse de dépôt et placement du Québec détenait 10 905 827 actions ordinaires de la société, soit 10,49 % de ses actions ordinaires émises et en circulation.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de la société est Services aux investisseurs Computershare inc. pour les actions ordinaires, les actions série A, les actions série B et les actions série C, et Société de fiducie Computershare du Canada pour les débentures convertibles 4,25 % à leurs bureaux à Toronto et Montréal.

CONTRATS IMPORTANTS

Au cours des exercices 2013 et 2014, la société n'a pas conclu de contrats importants. Cependant, en 2015, elle a conclu les contrats importants suivants relativement au placement des débentures convertibles 4,25 % qui sont toujours en vigueur et accessibles sur le site Internet de SEDAR au www.sedar.com.

- Acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,25 %; et
- Convention de prise ferme des débentures convertibles 4,25 %.

INTÉRÊT DES EXPERTS

Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. est l'auditeur indépendant de la société et a confirmé son indépendance par rapport à la société, au sens du Code de déontologie de l'Ordre des comptables professionnels agréés du Québec.

INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit se compose entièrement d'administrateurs qui respectent les exigences en matière d'indépendance et d'expérience du Règlement 52-110 sur le comité d'audit adopté en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Québec). Daniel Lafrance est président du comité d'audit et Jean La Couture et William A. Lambert 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 d'audit. La charte du comité d'audit 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 d'audit de la société doivent avoir des compétences financières, c'est-à-dire être en mesure de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent 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, 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 d'audit possèdent des compétences tant sur le plan opérationnel que financier.

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

Jean La Couture – Jean La Couture est président de Huis Clos ltée, entreprise de gestion et de médiation. Il est également Fellow de l'Ordre des Comptables professionnels agréés du Québec et est membre de l'Ordre des Comptables professionnels agréés du Québec depuis 1967. Jean La Couture a dirigé Le Groupe Mallette (cabinet comptable) avant de devenir président et chef de la direction de La Garantie, Compagnie d'Assurance de l'Amérique du Nord. En 1995, Jean La Couture a fondé Huis Clos ltée, qui se spécialise dans la gestion et la médiation ainsi que dans les négociations civiles et commerciales. De plus, il est président du conseil de Groupe Pomerleau et administrateur et président du comité d'audit de Québecor inc., un émetteur assujetti. Il agit aussi à titre d'administrateur de la Caisse de dépôt et placement du Québec.

Daniel Lafrance (président) – Daniel Lafrance est principalement administrateur de sociétés depuis août 2013. Avant cette date, il était premier vice-président, Finances et approvisionnement, chef des finances et secrétaire de Lantic Inc., propriété exclusive de Rogers Sugar Inc. de février 1992 à août 2013. Il détient un baccalauréat en comptabilité (1977) de l'Université d'Ottawa. Daniel Lafrance est membre de l'Institute of Chartered Accountants of Ontario depuis 1980. Il siège actuellement au conseil d'administration de Lantic Inc.

William A. Lambert - William A. Lambert est principalement administrateur de sociétés depuis décembre 2009. Il a été associé de Birch Hill Equity Partners d'août 2005 à décembre 2009 et dirigeant de Groupe TD Capital Limitée de 1987 à janvier 2006. William A. Lambert a obtenu un M.B.A. de la York University et un baccalauréat en sciences en génie électrique de la Massachusetts Institute of Technology. Il est actuellement administrateur d'Ag Growth International Inc. et de Biox Corporation, entités qui sont des émetteurs assujettis.

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 Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. et les membres de son groupe pour l'exercice terminé le 31 décembre 2015 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014, est présenté dans le tableau suivant.

Honoraires	Exercice terminé le 31 décembre 2015	Exercice terminé le 31 décembre 2014
Honoraires d'audit	604 645 $	544 850 $
Honoraires pour services liés à l'audit	85 000 $	Néant
Honoraires pour services fiscaux	151 767 $	Néant
Tous les autres honoraires	29 014 $	49 300 $
Total des honoraires[1)] :	**870 426 $**	**594 150 $**

1) Le total des honoraires payés à Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., sans tenir compte de la participation proportionnelle de la société dans ses coentreprises, s'est établi à 913 376 $ en 2015 et à 636 200 $ en 2014.

Dans le tableau qui précède, les expressions utilisées dans la colonne « **Honoraires** » ont le sens suivant : les « **honoraires d'audit** » désignent tous les honoraires relatifs à des services professionnels fournis pour l'audit des états financiers. Ils comprennent également les services fournis par les auditeurs relativement aux autres dépôts de documents prévus par la loi et la réglementation, notamment les états financiers des filiales de la société, selon le cas, ainsi que les services que seuls les auditeurs 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 l'audit** » 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 d'audit** ». 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 auditeurs externes de la société, à l'exception des « honoraires d'audit », des « honoraires pour services liés à l'audit » et des « **honoraires pour services fiscaux** ».

Le comité d'audit réalise une fois par année un examen approfondi et une évaluation de l'auditeur externe et communique les résultats de cette évaluation annuelle au conseil d'administration.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements complémentaires, y compris la rémunération des administrateurs et dirigeants et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs des titres de la société et les titres autorisés à des fins d'émission aux termes de plans de rémunération en actions, se trouvent dans la circulaire d'information de la société préparée à l'égard de la dernière assemblée annuelle des actionnaires de la société et qui peut être consultée sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Des renseignements financiers supplémentaires sur la société sont fournies dans ses états financiers audités et son rapport de gestion pour le dernier exercice terminé lesquels peuvent être consultés sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Toutes les demandes visant les documents précités doivent être envoyées au 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 courriel legal@innergex.com ou par télécopieur au numéro 450-928-2544.

GLOSSAIRE

« **acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,25 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital - Débentures convertibles 4,25 % ».

« **actifs éoliens en France** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développements récents ».

« **actions ordinaires** » Les actions ordinaires au sens de la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions privilégiées** » Les actions privilégiées au sens de la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions série A** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions série B** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **actions série C** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Structure de l'entreprise ».

« **AGER** » Programme d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable, et « **AGER I** » et « **AGER II** », les première et deuxième phases de l'AGER.

« **arrangement** » Le 31 janvier 2010, la société et le Fonds ont conclu une convention relative à l'arrangement définitive visant un regroupement stratégique des deux entités aux termes duquel le Fonds a acquis 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.

« **BC Hydro** » British Columbia Hydro and Power Authority.

« **Boulder Creek SEC** » Boulder Creek Power Limited Partnership.

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

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

« **CAÉ Mesgi'g Ugju's'n (MU)** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets éoliens en développement – Projet Mesg'i Ugju's'n (MU) ».

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

« **centrale Batawa** » La centrale hydroélectrique de 5 MW située sur Trent-Severn Waterway près de Trenton, en Ontario.

« **centrale Brown Lake** » La centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 7,2 MW située sur la Ecstall River, près de Prince Rupert en Colombie-Britannique.

« **centrale Chaudière** » La centrale hydroélectrique de 24 MW située sur la rivière Chaudière près de Lévis, au Québec.

« **centrale Douglas Creek** » La centrale hydroélectrique de 27 MW située près de la confluence de Douglas Creek et Little Harrison Lake en Colombie-Britannique.

« **centrale Fire Creek** » La centrale hydroélectrique de 23 MW située près de la confluence de Fire Creek et State River en Colombie-Britannique.

« **centrale Fitzsimmons Creek** » La centrale hydroélectrique de 7,5 MW située sur Fitzsimmons Creek dans la municipalité de villégiature de Whistler, en Colombie-Britannique.

« **centrale Glen Miller** » La centrale hydroélectrique de 8 MW située sur Trent River à Trenton, en Ontario.

« **centrale Horseshoe Bend** » La centrale hydroélectrique de 9,5 MW située sur Payette River, dans l'État de l'Idaho, aux États-Unis.

« **centrale Kwoiek Creek** » La centrale hydroélectrique de 49,9 MW situé à Kwoiek Creek, en Colombie-Britannique.

« **centrale Lamont Creek** » La centrale hydroélectrique de 27 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Lamont Creek.

« **centrale Magpie** » La centrale hydroélectrique de 40,6 MW, située sur la rivière Magpie, dans la municipalité de Rivière-Saint-Jean à environ 150 km à l'est de Sept-Îles, Québec.

« **centrale Miller Creek** » La centrale hydroélectrique de 33 MW, située sur Miller Creek, près de Pemberton, en Colombie-Britannique, à environ 30 km au nord-est de la municipalité de villégiature de Whistler, en Colombie-Britannique.

« **centrale Montmagny** » La centrale hydroélectrique de 2,1 MW située sur la rivière du Sud dans la ville de Montmagny, au Québec.

« **centrale Northwest Stave River** » La centrale d'énergie hydroélectrique de 17,5 MW situé à environ 35 km au nord de Mission, en Colombie-Britannique.

« **centrale Rutherford Creek** » La centrale hydroélectrique de 49,9 MW située près de Pemberton, en Colombie-Britannique.

« **centrale Saint-Paulin** » La centrale hydroélectrique de 8 MW située dans la municipalité de Saint-Paulin, au Québec.

« **centrale SM-1** » La centrale hydroélectrique de 30,5 MW située sur une terre privée près de la ville de Sept-Îles.

« **centrale Stokke Creek** » La centrale hydroélectrique de 22 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Stokke Creek.

« **centrale Tipella Creek** » La centrale hydroélectrique de 18 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Tipella Creek.

« **centrale Tretheway Creek** » La centrale hydroélectrique de 21,2 MW situé à 50 kilomètres environ de Harrison Hot Springs en Colombie-Britannique.

« **centrale Umbata Falls** » La centrale hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW situé sur White River, en Ontario.

« **centrale Upper Stave River** » La centrale hydroélectrique de 33 MW située près de Harrison Lake dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique sur Stave River.

« **centrale Walden North** » La centrale hydroélectrique de 16 MW située à Cayoosh Creek près de Lillooet, en Colombie-Britannique.

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

« **centrales en exploitation Harrison** » Les six centrales hydroélectriques au fil de l'eau ayant une puissance brute installée combinée de 150 MW, soit la centrale Douglas Creek, la centrale Fire Creek, la centrale Stokke Creek, la centrale Tipella Creek, la centrale Upper Stave River et la centrale Lamont Creek.

« **centrales Portneuf** » Les trois centrales Portneuf soit Portneuf - 1 de 8 MW, Portneuf - 2 de 9,9 MW et Portneuf - 3 de 8 MW situées sur la rivière Portneuf à Sainte-Anne-de-Portneuf et Saint-Paul-du-Nord-Sault-au-Mouton dans la seigneurie des Mille-Vaches, au Québec.

« **CÉO** » La Commission de l'énergie de l'Ontario.

« **CFE** » Comisión Federal de Electricida une entreprise gouvernementale productive du Mexique qui produit et distribue de l'électricité à plus de 38,5 millions de clients représentant 120 millions de Mexicains.

« **CHI** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales en exploitation Harrison ».

« **communautés Mi'gmaq** » Les communautés situées sur le territoire du Gespe'gewa'gi Gespeg, Gesgapegiag et Listuguj.

« **cours du marché en vigueur** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 4,25% ».

« **convention de prise ferme relative aux débentures convertibles 4,25 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2015 ».

« **date de mise en service commercial** » Une date de mise en service commercial à l'égard d'un projet conformément à son CAÉ.

« **date d'échéance** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 4,25 % ».

« **débentures convertibles 4,25 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 4,25 % ».

« **débentures convertibles 5,75 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2015 ».

« **demande de propositions** » ou « **DDP** » Une demande de propositions lancée par un gouvernement provincial ou une entité créée par ce gouvernement à cette fin.

« **enchères** » Les premières enchères à long terme en énergie au Mexique.

« **HHLP** » Harrison Hydro Limited Partnership.

« **initiative écoÉNERGIE** » L'initiative du gouvernement fédéral pour l'énergie renouvelable prévoyant un paiement incitatif de 10 $ le MWh pour les dix premières années d'exploitation.

« **installations en exploitation** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

« **IAC** » ingénierie, approvisionnement et construction.

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

« **Kwoiek Creek LP** » Kwoiek Creek Resources Limited Partnership.

« **km** » Kilomètre.

« **kV** » Un kilovolt ou 1 000 volts.

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

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

« **Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC** » Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), S.E.C.

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

« **MWh** » Un million de watts par heure ou un mégawatt par heure.

« **notation** » ou « **note** » A la signification qui lui est attribuée à la sous-rubrique « La notation peut ne pas refléter le rendement réel de la société et une baisse de la notation peut survenir » sous « Facteurs de risque ».

« **NPR** » Les normes de portefeuille renouvelable.

« **OÉO** » L'Office de l'électricité de l'Ontario.

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

« **parc éolien Carleton** » 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 Gros-Morne** » Le parc éolien de 211,5 MW situé dans les municipalités de Mont-Louis et de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, au Québec.

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

« **parc éolien Montagne Sèche** » Le parc éolien de 58,5 MW situé dans la municipalité du Canton de Cloridorme, au Québec.

« **parc éolien Viger-Denonville** » Le parc éolien de 24,6 MW situé dans les municipalités de Saint-Paul-de-la-Croix et Saint-Épiphane, au Québec.

« **parcs éoliens Cartier** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés au Québec ».

« **parc solaire Stardale** » Le parc solaire de 33,2 MW_{DC} (27 MW_{DC}) situé à Hawkesbury Est, en Ontario, Canada.

« **placement de débentures convertibles 4,25 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 4,25 % ».

« **PND** » La Première Nation Douglas.

« **Première Nation Saik'uz** » Une communauté située près de la rivière Nulki au sud de Vanderhoof – le centre géographique de la province de la Colombie-Britannique.

« **prix de conversion** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2015 ».

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

« **projet Big Silver Creek** » Le projet hydroélectrique de 40,6 MW situé approximativement à 40 km au nord de Harrison Hot Springs en Colombie Britannique.

« **projet Boulder Creek** » Le projet hydroélectrique de 25,3 MW situé à 56 km au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

« **projet Mesgi'g Ugju's'n (MU)** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernières années – Exercice 2014 ».

« **projet Upper Lillooet River** » Le projet hydroélectrique de 81,4 MW situé sur Lillooet River au nord-ouest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

« **projets éoliens potentiels de la Colombie-Britannique** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets potentiels – Autres projets éoliens potentiels en Colombie-Britannique ».

« projets en développement » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

« **projets éoliens potentiels du Québec** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets potentiels – Divers autres projets éoliens potentiels du Québec ».

« **projets potentiels** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».

« **PV** » Photovoltaïque.

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

« **sous-station partagée** » La totalité des six centrales en exploitation Harrison qui sont connectées au réseau de transport de haute tension de BC Hydro grâce à une sous-station en propriété partagée située près du terminal Upper Harrison Terminal de BC Hydro.

« **S&P** » Standard & Poor's.

« **TransCanada** » TransCanada Energy Ltd.

« **Tretheway Creek LP** » Tretheway Creek Hydro Limited Partnership.

« **TSX** » La Bourse de Toronto.

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

« **UHT** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Centrales hydroélectriques en exploitation – Centrales hydroélectriques situées en Colombie-Britannique ».

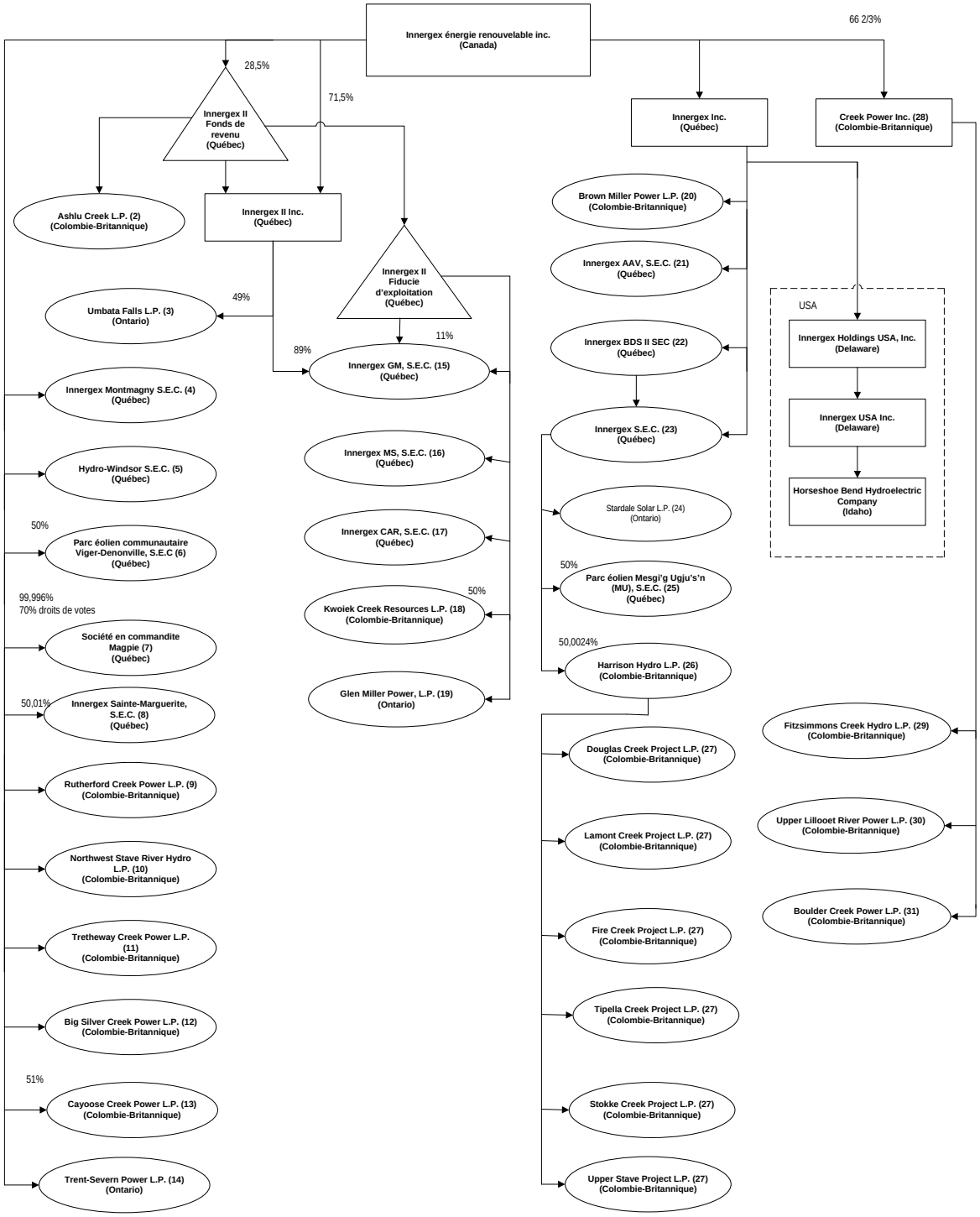
« **Upper Lillooet LP** » Upper Lillooet River Power Limited Partnership.

« **Viger-Denonville SEC** » Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c.

ANNEXE A

STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

L'organigramme suivant illustre la structure organisationnelle de la société et de ses filiales importantes[1)], ainsi que certaines autres participations importantes détenues par la société à la date de la présente notice annuelle.



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

2) Ashlu Creek Investments L.P. est propriétaire de la totalité de la centrale Ashlu Creek et son commandité est 675729 British Columbia Ltd., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.

3) 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.

4) 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.

5) 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.

6) Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C. possède la totalité du parc éolien Viger-Denonville et son commandité est Parc éolien communautaire Viger-Denonville inc., qui appartient à 50 % à Innergex inc.

7) Société en commandite Mapgie est propriétaire exclusif de la centrale Magpie et son commandité est Innergex Magpie inc., filiale en propriété exclusive de la société.

8) Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. possède la totalité de la centrale SM-1 et son commandité est Innergex Sainte-Marguerite inc., filiale en propriété exclusive de la société.

9) 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 de la société.

10) Northwest Stave River Hydro Limited Partnership possède la totalité de la centrale Northwest Stave River et son commandité est Northwest Stave River Hydro Inc., filiale en propriété exclusive de la société.

11) Tretheway Creek Power Limited Partnership est propriétaire exclusif de la centrale Tretheway Creek et son commandité est Tretheway Creek Power inc., filiale en propriété exclusive de la société.

12) Big Silver Creek Power Limited Partnership est propriétaire exclusif du projet Big Silver Creek et son commandité est Big Silver Creek Power Inc., filiale en propriété exclusive de la société.

13) Cayoose Creek Power L.P. est propriétaire exclusif de la centrale Walden North et son commandité est Cayoose Creek Power Inc., qui appartient à 80 % à la société.

14) Trent-Severn Power, L.P. est propriétaire exclusif de la centrale Batawa et son commandité est Trent-Severn Power Corporation, filiale en propriété exclusive d'Innergex inc.

15) Innergex GM, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans les parcs éoliens Gros-Morne et son commandité est Innergex GM inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.

16) Innergex MS, S.E.C. est propriétaire d'une participation en copropriété indivise de 38 % dans le parc éolien Montagne Sèche et son commandité est Innergex MS inc., filiale en propriété exclusive d'Innergex II inc.

17) 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.

18) Kwoiek Creek Resources L.P. est propriétaire exclusif de la centrale Kwoiek Creek et son commandité est Kwoiek Creek Resources GP Inc., qui appartient à 50 % à Innergex II inc.

19) 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.

20) Brown Miller Power Limited Partnership possède la totalité des centrales Brown Lake et Miller Creek et son commandité est Brown Miller Power GP Inc., filiale en propriété exclusive de la société.

21) 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.

22) Innergex BDS II SEC 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.

23) 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 de la société.

24) Stardale Solar LP est propriétaire exclusif du parc solaire Stardale et son commandité est Solaris Energy Partners Inc., filiale en propriété exclusive de la société.

25) Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), S.E.C. possède la totalité du projet Mesgi'g Ugju's'n (MU) et son commandité est Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) Inc., qui appartient à 50 % à Innergex inc.

26) Harrison Hydro Limited Partnership détient la totalité des parts de société en commandite de chacune des 6 centrales en exploitation Harrison. Le commandité d'Harrison Hydro Limited Partnership est Harrison Hydro inc., filiale en propriété exclusive de Cloudworks Holdings inc., qui appartient à 50 % à la société.

27) Les 6 centrales en exploitation Harrison à savoir la centrale Douglas Creek Limited Partnership, la centrale Fire Creek Limited Partnership, la centrale Lamont Creek Limited Partnership, la centrale Stokke Creek Limited Partnership, la centrale Tipella Creek Project Limited Partnership et la centrale Upper Stave Project Limited Partnership détiennent 100 % de leur projet respectif et leur commandité est Harrison Hydro Project inc., filiale en propriété exclusive d'Harrison Hydro Limited Partnership.

28) La société détient 66,7 % de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Creek Power inc. et toutes les actions privilégiées de série 1 émises et en circulation de Creek Power inc.

29) 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.

30) Upper Lillooet River Power Limited Partnership est propriétaire exclusif du projet Upper Lillooet River et son commandité est Upper Lillooet River Power Inc., filiale en propriété exclusive de la société.

31) Boulder Creek Power Limited Partnership est propriétaire exclusif du projet Boulder Creek et son commandité est Boulder Creek Power Inc., filiale en propriété exclusive de la société.

ANNEXE B

CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT

La présente Charte établit le rôle du Comité d'audit du Conseil (le « Comité ») d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « société ») 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 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 tels que prescrits par les lois applicables, le Comité a essentiellement les mandats suivants :

A. assurer la conformité de la société aux lois et aux règlements applicables des gouvernements et des autorités concernant la communication de l'information financière;

B. la pertinence des principes comptables et des décisions relatives à la présentation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus;

C. la présentation d'une image fidèle de la situation financière de la société dans ses états financiers trimestriels et annuels;

D. la communication ponctuelle de l'information pertinente aux actionnaires et au public; et

E. 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 doit être constitué selon les dispositions du Règlement 52-110 sur le comité d'audit, pouvant être modifié à l'occasion (« Règlement 52-110 »). Le Comité 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 qui pourraient raisonnablement être soulevées lors de la lecture des états financiers de la société).

Le Comité sera composé d'au moins 3 membres.

2.2. Sélection et Président du Comité

Les membres et le Président du Comité sont nommés annuellement par le Conseil, suivant l'assemblée annuelle des actionnaires lors de laquelle les administrateurs sont nommés, ou jusqu'à ce que leurs remplaçants soient dûment nommés. Le Président désigne, de temps à autre, une personne qui peut mais ne doit pas nécessairement être membre du Conseil pour agir à titre de secrétaire.

À moins que le Président ne soit nommé par l'ensemble du Conseil, les membres du Comité peuvent désigner un président par un vote majoritaire de l'ensemble des membres du Comité.

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

2.3. Rémunération

Les membres et le Président du Comité reçoivent une rémunération pour leur service tel que le Conseil peut déterminer de temps à autre.

2.4. Durée du mandat

Nul ne peut siéger sur le Comité pour une période de plus de six années consécutives, sauf si le Conseil, dans un cas particulier, détermine de faire exception à cette limitation.

3. Réunions

Le Comité 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 doit être la majorité des membres du Comité, ou un nombre plus important tel que déterminé par le Comité par voie de résolution.

Le Comité tient des réunions de temps à autre et à tout endroit déterminé par n'importe lequel de ses membres, 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, le Président et chef de la direction, le Chef de la direction financière, le Secrétaire corporatif ou le vérificateur externe a le droit de demander à tout membre du Comité de convoquer une réunion.

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

Le Comité doit dresser un procès-verbal de sa réunion et le Président doit le présenter à l'ensemble du Conseil en temps opportun.

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

Afin de favoriser une communication ouverte, le Comité ou son Président rencontre la direction et l'auditeur externe, séparément, au moins chaque trimestre pour discuter de questions qui, de l'avis du Comité ou de chacun de ces groupes, devraient faire l'objet d'une discussion privée. De plus, le Comité ou son Président doit rencontrer la direction chaque trimestre au sujet des états financiers trimestriels de la société.

4. Responsabilités

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

4.1. Relations avec l'auditeur externe

- recommander au Conseil la nomination et la rémunération de l'auditeur externe;
- examiner la portée et les plans d'audit et des examens de l'auditeur externe. Le Comité peut autoriser l'auditeur externe à effectuer des examens ou des audits supplémentaires selon ce qu'il peut juger souhaitable;
- surveiller le travail de l'auditeur externe, y compris la résolution de tout désaccord entre l'auditeur externe et la direction;
- approuver au préalable tous les services non liés à l'audit (ou déléguer l'approbation au préalable dans la mesure permise par la loi) que l'auditeur externe doit rendre à la société ou à ses filiales;
- chaque année, examiner et discuter avec l'auditeur externe toutes les relations importantes que celui-ci entretient avec la société, afin d'évaluer son indépendance;
- examiner le rendement de l'auditeur externe et toute décharge de responsabilité proposée de l'auditeur externe lorsque les circonstances le justifient;
- consulter périodiquement l'auditeur externe, sans 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 l'auditeur externe puisse être disponible pour le Comité et le Conseil, au besoin; et
- étudier le jugement de l'auditeur 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, tel qu'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 soient 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 liées;
- 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 au Comité par la direction et par l'auditeur externe;
- examiner et recommander l'approbation des états financiers annuels et trimestriels, du rapport de gestion connexe, et des communiqués de presse concernant les résultats annuels et trimestriels 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 vérifier périodiquement l'adéquation de ces procédures;
- examiner la communication au public de l'information concernant le Comité 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 l'auditeur externe;
- envisager périodiquement la nécessité d'un audit interne, si celui-ci n'est pas déjà prévu;
- après l'audit annuel et, s'il y a lieu, les révisions trimestrielles, examiner séparément avec la direction et l'auditeur externe toute modification importante apportée aux procédures prévues, les difficultés éprouvées au cours de l'audit, et s'il y a lieu, les réviser, y compris les restrictions à la portée du travail ou à l'accès à l'information requise ainsi que la collaboration obtenue par l'auditeur externe pendant l'audit et, s'il y a lieu, les réviser; et
- examiner avec l'auditeur 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, ont été mises en œuvre. Cet examen doit être mené, dans un délai approprié, suite à la mise en œuvre des modifications ou des améliorations, selon les décisions du Comité.

4.3. Autres questions

- établir les procédures concernant : i) la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la société 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 la société de préoccupations touchant des points discutables en matière de comptabilité ou d'audit;
- examiner et approuver les politiques d'engagement de la société à l'égard des associés ou les salariés, de l'auditeur interne 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; et
- 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. En particulier, évaluer les risques financiers de la société et vérifier les programmes mis en place par la société pour contrer ces risques.

Nonobstant ce qui précède, le Comité n'a pas la responsabilité d'établir les états financiers, de planifier ou de mener des audits, 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, à l'auditeur externe, selon le cas.

5. Conseillers

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

Le Comité est autorisé à communiquer directement avec l'auditeur externe (et, s'il y a lieu, l'auditeur interne), selon ce qu'il juge approprié.

S’il le juge approprié, le Comité 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 a déterminé que tout comité qui souhaite engager, aux frais de la société, un conseiller autre qu’un membre de la direction concernant les responsabilités de ses membres doit examiner la demande avec le Président du Conseil et obtenir son autorisation.

6. Évaluation

Sur une base annuelle, le Comité doit suivre le processus qu’il a établi (et approuvé par le Conseil) pour évaluer le rendement et l'efficacité du Comité.

7. Révision de la Charte

Le Comité devrait examiner la présente Charte annuellement et recommander au Conseil les modifications à la présente Charte qu’il juge approprié de temps à autre.

8. Généralités

Le Comité est un comité du Conseil 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 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.

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.
Bureau de Longueuil : 1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255
Longueuil (Québec) Canada J4K 5G4
Bureau de Vancouver : 666, rue Burrard - Park Place, bureau 200
Vancouver (Colombie-Britannique) Canada V6C 2X8
www.innergex.com
info@innergex.com

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.