



# NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ  
LE 31 DÉCEMBRE 2018



27 FÉVRIER 2019

**INNERGEX**

Énergie renouvelable.  
Développement durable.

## TABLE DES MATIÈRES

<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>3</b>	PROJETS POTENTIELS .....	30
<b>MISE EN GARDE AU SUJET DES ÉNONCÉS</b>		ACTIFS INCORPORELS .....	31
<b>PROSPECTIFS</b> .....	<b>3</b>	EFFETS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DES EXIGENCES	
<b>STRUCTURE DE L'ENTREPRISE</b> .....	<b>8</b>	DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT .....	31
<b>DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ</b> .....	<b>8</b>	PERSONNEL .....	31
SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES .....	9	LES POLITIQUES DE PROTECTION SOCIALE ET	
<i>Exercice 2018</i> .....	9	ENVIRONNEMENTALE .....	31
<i>Exercice 2017</i> .....	10	<b>GESTION DES RISQUES</b> .....	<b>32</b>
<i>Exercice 2016</i> .....	11	<b>FACTEURS DE RISQUE</b> .....	<b>33</b>
<b>SURVOL DE L'INDUSTRIE ET PRINCIPAUX</b>		<b>DIVIDENDES</b> .....	<b>44</b>
<b>MARCHÉS</b> .....	<b>12</b>	<b>DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL</b> .....	<b>44</b>
INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE .....	12	DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL .....	44
Énergie renouvelable au Canada.....	13	<i>Actions ordinaires</i> .....	44
Énergie renouvelable aux États-Unis .....	15	<i>Actions privilégiées</i> .....	45
Énergie renouvelable en France .....	16	<i>Actions série A et actions série B</i> .....	45
Énergie renouvelable au Chili .....	16	<i>Actions série C</i> .....	46
Énergie renouvelable en Islande.....	17	<i>Débiteures convertibles 4,25 %</i> .....	46
MÉTHODE DE PRODUCTION .....	17	<i>Débiteures convertibles 4,75 %</i> .....	47
<i>Processus de production de l'énergie</i>		NOTATION.....	48
<i>hydroélectrique</i> .....	17	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....	49
<i>Processus de production de l'énergie éolienne</i> .....	17	<b>ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE</b>	
<i>Processus de production de l'énergie solaire</i> .....	17	<b>DIRECTION</b> .....	<b>50</b>
<i>Processus de production de l'énergie</i>		ADMINISTRATEURS.....	50
<i>géothermique</i> .....	18	MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION .....	51
FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LE RENDEMENT DE		ACTIONNARIAT DES ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA	
LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE .....	18	HAUTE DIRECTION .....	51
ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL.....	19	FAILLITE, INSOLVABILITÉ, INTERDICTION D'OPÉRATIONS ET	
DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE .....	20	PÉNALITÉS.....	52
CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE .....	20	<b>CONFLITS D'INTÉRÊTS</b> .....	<b>52</b>
<b>DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE</b>		<b>POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI</b> .....	<b>52</b>
<b>LA SOCIÉTÉ</b> .....	<b>22</b>	<b>DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES</b>	
VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE .....	22	<b>INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS</b>	
PORTEFEUILLE D'ACTIFS.....	22	<b>IMPORTANTES</b> .....	<b>53</b>
INSTALLATIONS EN EXPLOITATION .....	22	<b>AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE</b>	
CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EN EXPLOITATION .....	23	<b>LA TENUE DES REGISTRES</b> .....	<b>53</b>
PARCS ÉOLIENS EN EXPLOITATION .....	26	<b>CONTRATS IMPORTANTS</b> .....	<b>54</b>
PARCS SOLAIRES EN EXPLOITATION .....	27	<b>INTÉRÊT DES EXPERTS</b> .....	<b>54</b>
CENTRALES GÉOTHERMIQUES EN EXPLOITATION .....	28	<b>INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT</b> .....	<b>54</b>
PROJETS EN DÉVELOPPEMENT .....	28	<b>RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES</b> .....	<b>56</b>
<i>Projet hydroélectrique</i> .....	28	<b>GLOSSAIRE</b> .....	<b>57</b>
<i>Projet éolien</i> .....	29	<b>ANNEXE A</b>	
<i>Projet solaire</i> .....	29	STRUCTURE ORGANISATIONNELLE .....	60
AUTRES PROJETS EN DÉVELOPPEMENT .....	29	<b>ANNEXE B</b>	
<i>Projets hydroélectriques</i> .....	30	CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT .....	62
<i>Projets solaires</i> .....	30		

## INTRODUCTION

Innergex énergie renouvelable inc. est un important producteur indépendant canadien d'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la société développe, acquiert, possède et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des centrales géothermiques et exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France, au Chili et en Islande.

La mission d'Innergex est d'accroître sa production d'énergie renouvelable grâce à des installations de grande qualité, développées et exploitées dans le respect de l'environnement et dans l'équilibre de l'intérêt supérieur des communautés hôtes, de ses partenaires et de ses investisseurs.

Sauf indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est en date du 31 décembre 2018 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, y compris l'information concernant la production prévue, les produits projetés et le BAIIA ajusté prévu et le BAIIA ajusté prévu proportionnel, les flux de trésorerie disponibles prévus et l'intention de verser des dividendes trimestriels, la taille, les coûts et l'échéancier estimatifs du projet, y compris l'obtention prévue des permis, le début des travaux de construction, les travaux et le début de l'exploitation commerciale pour les projets en développement et les projets potentiels, l'intention de la société de soumettre des projets aux termes de DDP, la qualification de projets américains pour les CIP et les CII et d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Cette information vise à informer les lecteurs de l'incidence financière potentielle des résultats prévus, de la mise en service prévue de projets en développement, de l'incidence financière potentielle des acquisitions réalisées et futures et de la capacité de la société à maintenir les dividendes courants et 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, de la production, des régimes hydrologiques, éoliens, des ressources géothermiques, de l'irradiation solaire, de la performance de ses installations en exploitation, du rendement de projets, de la conjoncture économique et financière, des conditions du marché des capitaux, de la réussite de la société à développer et à construire de nouvelles installations, des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital et l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun et de l'obtention des approbations réglementaires.

**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 les rubriques « Gestion des risques » et « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la société de 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, des ressources géothermiques et de l'irradiation solaire; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants; les fluctuations touchant les prix de l'énergie éventuels; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la défaillance de l'équipement ou activités d'entretien et d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et clauses restrictives régissant les dettes actuelles et futures; la

possibilité que la société ne déclare pas ni ne verse un dividende; l'impossibilité de réaliser les avantages prévus des acquisitions (y compris l'acquisition des parcs éoliens Cartier, l'acquisition d'Energia Llaima et l'acquisition du projet solaire Phoebe); l'intégration des acquisitions réalisées et futures (notamment l'acquisition d'Alterra, l'acquisition des parcs éoliens Cartier, l'acquisition d'Energia Llaima et l'acquisition du projet solaire Phoebe); les changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité des sources renouvelables par des producteurs indépendants; les variations du rendement des installations et pénalités connexes; 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'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en équipement; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; les changements dans la conjoncture économique générale; les risques réglementaires et politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers diverses formes de CAÉ; la disponibilité et fiabilité des réseaux de transport (y compris la dépendance envers des tiers); les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les fluctuations des cours du change; l'augmentation des droits d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation applicable à l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes, géothermiques et solaires et de la production d'électricité connexe; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; la cybersécurité; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la société ou peut être abaissée; l'intégration des centrales et des projets qui sont et seront acquis; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées et le fait que les produits provenant de certaines centrales varieront en fonction du prix du marché (ou au comptant) de l'électricité; les risques liés aux crédits d'impôt à la production et à l'investissement américains, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité du financement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les risques liés aux ressources géothermiques; les risques liés au prix de l'aluminium; les événements géologiques, éboulements, avalanches, tornades, ouragans ou autres événements en dehors du contrôle de la société; les réclamations défavorables sur les titres de propriété; les responsabilités inconnues; la dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger nos droits et l'information confidentielle; et les risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite des représentants de la société.

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
<p><b>Production prévue</b></p> <p>Pour chaque installation, la société détermine une production moyenne à long terme (« <b>PMLT</b> ») 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; pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires et pour les centrales d'énergie géothermique, les ressources géothermiques historiques, l'épuisement naturel des ressources géothermiques au fil du temps, la technologie utilisée et la perte d'énergie potentielle antérieure à la livraison. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens, de l'irradiation solaire et des ressources géothermiques</p> <p>Risques inhérents aux ressources géothermiques</p> <p>Approvisionnement du matériel</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophes naturelles et force majeure</p> <p>Risques réglementaires et politiques touchant la production</p> <p>Risques en matière de santé, de sécurité et d'environnement touchant la production</p>



## Principales hypothèses

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.

Sur une base consolidée, la société estime sa PMLT en additionnant les PMLT prévues de toutes les installations en exploitation, pour les installations dont elle consolide les résultats. Ce regroupement exclut toutefois les installations qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).

## Produits prévus

Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec un service public ou une autre contrepartie solvable principalement. Dans la plupart des cas, ces CAÉ prévoient un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement de prix en fonction du mois, du jour et de l'heure de sa livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent des produits en fonction du prix de marché (ou au comptant) de l'électricité, y compris la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix fondé sur une formule fondée sur les indices de prix Platts Mid-C, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté chaque année selon les tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Les produits des installations de SH Orka fluctuent également en fonction du prix de l'aluminium, certains de ces CAÉ étant liés à ce prix. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un ajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'indice des prix à la consommation.

Sur une base consolidée, la société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. Ce regroupement exclut toutefois les installations qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).

## BAIIA ajusté prévu

Pour chaque installation, la société estime le résultat d'exploitation annuel en ajoutant (déduisant) au résultat net (à la perte nette) la provision (le recouvrement) pour les charges d'impôts sur le revenu, le coût financier, l'amortissement, les autres charges nettes, la part de la perte (du bénéfice) de coentreprises et d'entreprises liées et la perte (le gain) net(te) non réalisé(e) sur les instruments financiers. Le BAIIA ajusté consolidé exclut toutefois les installations qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville). Innergex estime que la

## Principaux risques et principales incertitudes

Variabilité du rendement de l'installation et pénalités connexes  
Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport  
Litiges

Voir les principaux risques, hypothèses et incertitudes énoncés à la rubrique « Production prévue »

Dépendance à l'égard de diverses formes de CAÉ

Produits de certaines installations qui varieront en fonction du prix de marché (ou au comptant) de l'électricité

Fluctuations ayant une incidence sur les prix de l'électricité prévus

Changements dans la conjoncture économique en général

Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler un contrat d'achat d'électricité

Exposition à de nombreuses formes différentes d'impôts dans divers territoires

Voir les principaux risques, hypothèses et incertitudes énoncés à la rubrique « Production prévue » et « Produits prévus »

présentation de cette mesure permet de mieux comprendre le rendement d'exploitation de la société. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté prévu ne doit pas être interprété comme une solution de rechange au résultat net, tel qu'il est établi conformément aux IFRS.

#### **Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de verser des dividendes trimestriels**

La société estime que les flux de trésorerie disponibles prévus sont des flux de trésorerie prévus, provenant des activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations de maintenance estimatives, déduction faite du produit tiré des cessions, des paiements de capital de la dette prévus, des dividendes sur actions privilégiées déclarés et de la partie des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations sans contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de production de trésorerie à long terme de la société, comme les coûts d'opération liés aux acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition), les pertes subies ou les gains réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette au niveau du projet ou le taux de change sur les achats d'équipement. La société estime le dividende annuel qu'elle a l'intention de distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la société, des flux de trésorerie, de la situation financière, des clauses restrictives en matière de dettes, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, du critère imposé en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et d'autres facteurs pertinents.

#### **Coûts, taille et échéancier de projets estimés, notamment l'obtention des permis prévue, le début des travaux de construction, les travaux réalisés et le début de la mise en service commercial des projets en développement ou des projets potentiels**

Pour chaque projet en développement et projet potentiel, la société peut fournir (le cas échéant) une estimation de la puissance installée potentielle, des coûts estimatifs du projet, des modalités de financement du projet et du calendrier de développement et de construction de chaque projet fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur ainsi que des renseignements sur 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 et du calendrier de construction fournis par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») dont les services ont été retenus pour le projet.

La société fournit des indications fondées sur des hypothèses concernant son positionnement stratégique actuel et ses perspectives concurrentielles, ainsi que l'échéancier et l'avancement de la construction, pour ses projets en développement et ses projets potentiels, que la société évalue en fonction de son expérience en tant que promoteur.

Voir les principaux risques, hypothèses et incertitudes énoncés à la rubrique « Production prévue » et « Produits prévus »

Fluctuations des taux d'intérêt et risque de financement par levier financier et clauses restrictives régissant la dette courante et future  
Défaillance du matériel ou activité imprévue d'exploitation et d'entretien

Fluctuations du taux de change

Notation qui peut ne pas refléter le rendement réel de la société ou une baisse (dégradation) de la notation

Exposition à de nombreuses formes d'imposition dans divers territoires

Possibilité que la société ne déclare pas ou ne verse pas de dividende

Incertitudes entourant le développement de nouvelles installations

Exécution par les contreparties principales, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs  
Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets

Capacité d'obtenir des terrains appropriés

Obtention des permis

Risques en matière de santé, de sécurité et d'environnement

Acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable

Possibilité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler un contrat d'achat d'électricité

Relations avec les parties prenantes

Approvisionnement en matériel

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement

Risques liés aux CIP et CII américains, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité du financement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal

Relations avec les parties prenantes

## Principales hypothèses

## Principaux risques et principales incertitudes

### 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.

### Admissibilité aux CIP et aux crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)

Pour certains projets en développement aux États-Unis, la société a effectué des activités sur place et hors-site dans le but de les rendre admissibles pour la pleine valeur des CIP ou des CII et ainsi d'obtenir des financements par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal. Pour évaluer l'admissibilité potentielle d'un projet, la société tient compte des travaux de construction réalisés et du moment où ils ont été réalisés.

Risques réglementaires et politiques  
Taux d'inflation plus élevé que prévu  
Catastrophe naturelle  
Capacité de la société d'exécuter sa stratégie visant à créer de la valeur pour les actionnaires  
Incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures  
Changements dans l'aide gouvernementale visant à accroître la production d'électricité provenant de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants  
Risques réglementaires et politiques  
Risques de développement et de croissance des marchés étrangers  
Résultats du processus de demandes de règlement d'assurance

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 ou de renouveler des contrats d'achat d'électricité  
Changements dans l'aide gouvernementale visant à accroître la production d'électricité provenant de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants  
Acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable  
Relations avec les parties prenantes

Risques liés aux CIP et aux CII américains et aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal  
Risques réglementaires et politiques  
Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets  
Obtention des permis

## 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	Type de document	Description des modifications des statuts de la société
25 octobre 2007	Certificat de modification	La société a changé son le nom de Management Innergex Inc. et sa version française Management Innergex Inc. à Innergex Renewable Energy Inc. et en sa version française, Innergex énergie renouvelable inc.
4 décembre 2007	Certificat de modification	Pour remplacer le capital-actions autorisé et le nombre minimum d'administrateurs de la société d'un à trois.
4 décembre 2007	Certificat de modification	Pour remplacer le capital-actions autorisé de la société par un nombre illimité d'actions ordinaires (les « <b>actions ordinaires</b> ») et un nombre illimité d'actions privilégiées, pouvant être émises en séries (les « <b>actions privilégiées</b> »).
29 mars 2010	Certificat d'arrangement	Pour modifier les statuts constitutifs afin de refléter la réalisation du regroupement stratégique de la société et Innergex Énergie, Fonds de revenu par voie de prise de contrôle inversée (« <b>l'arrangement</b> »).
10 septembre 2010	Certificat de modification	Pour modifier le capital-actions autorisé de la société par la création d'actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A (les « <b>actions série A</b> ») et les actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif, série B (les « <b>actions série B</b> ») dans le cadre du placement public des actions série A de la société.
12 mai 2011	Certificat de modification	Pour introduire un droit de vote, dans certaines circonstances limitées, pour les porteurs d'actions privilégiées de la société.
1 <sup>er</sup> janvier 2012	Certificat de fusion	Pour refléter la fusion entre la société et une de ses filiales, Cloudworks Energy Inc.
6 décembre 2012	Certificat de modification	Pour modifier le capital-actions autorisé de la société par la création d'actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif, série C (les « <b>actions série C</b> ») dans le cadre du placement public des actions série C de la société.

Le siège social de la société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10<sup>ième</sup> étage, Longueuil (Québec) J4K 0B9.

Un organigramme illustrant la structure organisationnelle de la société et de ses filiales importantes, ainsi que certaines autres participations importantes de la société au 27 février 2019, 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 ordinaires totaux consolidés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2018.

## DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

La société s'investit dans l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a, en date du 27 février 2019, seule ou par l'intermédiaire de diverses entreprises, aménagé, mis en service commercial ou acquis 37 centrales hydroélectriques, 25 parcs éoliens, 4 parcs d'énergie solaire et 2 centrales géothermiques, représentant une puissance installée nette totale de 2 082 mégawatts (« **MW** ») (puissance brute de 3 062 MW) en exploitation. La mise en service commercial de ses huit projets en développement est prévue entre 2019 et 2022. Tous ses projets potentiels sont à différents stades de développement avec une puissance potentielle installée combinée brute de 8 147 MW. Finalement, la société détient également une participation de 53,9 % dans une filiale qui possède une participation de 30 % dans le Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort situé en Islande. Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Portefeuille d'actifs ».



## Sommaire des trois derniers exercices

### Exercice 2018

Le 6 février 2018, la société a annoncé la clôture de l'acquisition d'Alterra Power Corp. (« **Alterra** ») par l'entremise d'une convention d'arrangement selon laquelle la société a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra pour une valeur d'opération totale de 1,1 milliard de dollars, y compris la prise en charge des dettes d'Alterra (la « **acquisition d'Alterra** »). La clôture de l'acquisition d'Alterra a eu lieu le 6 février 2018 et la société a déposé le 3 mai 2018 une déclaration d'acquisition d'entreprise à cet égard. On peut consulter la déclaration sur le site [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

Ross J. Beaty, ancien membre du conseil d'administration d'Alterra a rejoint le conseil d'administration de la société à la clôture de l'acquisition d'Alterra.

Parallèlement à la clôture de l'acquisition d'Alterra, la société a réalisé un prêt à terme de cinq ans subordonné non garanti au montant de 150 millions de dollars à un taux d'intérêt de 5,13 % auprès de la Caisse de dépôt et placement du Québec (« **CDPQ** »).

Le 6 février 2018, la société a annoncé qu'elle a augmenté la capacité d'emprunt de ses facilités de crédit renouvelables de 225 millions de dollars à 700 millions de dollars et a ajouté un nouveau prêteur à son syndicat de prêteurs, aux termes de la sixième convention de crédit modifiée et reformulée.

Le 27 mars 2018, la société et BlackRock Real Assets (« **BlackRock** ») ont annoncé la mise en service, le 23 mars 2018, du parc éolien Flat Top (200 MW) situé près de la municipalité de Priddy, au Texas (le « **projet éolien Flat Top** »). La société détient une participation de 51 % dans le Projet éolien Flat Top, acquis le 6 février 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra. Un fond géré par BlackRock détient la participation restante de 49 %.

Le 16 avril 2018, la société et Sekw'el'was Cayoose Creek Band ont annoncé qu'ils ont conclu une entente avec British Columbia Hydro and Power Authority (« **BC Hydro** ») pour le renouvellement du CAÉ de la centrale hydroélectrique Walden North (le « **CAÉ Walden** »). Le CAÉ Walden renouvelé est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2018 pour une période de 40 ans. Le CAÉ Walden est assujéti à l'approbation de la Commission des services publics de la Colombie-Britannique (*British Columbia Utilities Commission*), laquelle n'a pas été obtenue à la date de la présente notice annuelle.

Le 16 avril 2018, la société a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec BC Hydro pour le renouvellement du CAÉ de la centrale hydroélectrique Brown Lake pour une période de 40 ans (le « **CAÉ Brown Lake** »). Le CAÉ Brown Lake renouvelé est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2018 et est assujéti à l'approbation de la Commission des services publics de la Colombie-Britannique, laquelle n'a pas été obtenue à la date de la présente notice annuelle.

Le 7 mai 2018, la société a annoncé qu'elle a signé un CAÉ de 12 ans avec un membre du groupe de Luminant, une société d'électricité texane (le « **CAÉ Foard City** »), pour son projet éolien en développement Foard City de 300 MW situé dans le comté de Foard au Texas (États-Unis) (le « **projet éolien Foard City** »). Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Projets en développement – Projet éolien ».

Le 15 mai 2018, la société a acquis la participation de 33,3 % de Ledcor Power Group Ltd. dans Creek Power Inc., une société qui détient indirectement les centrales hydroélectriques Fitzsimmons Creek (7,5 MW), Boulder Creek (25,3 MW) et Upper Lillooet River (81,4 MW) situées en Colombie-Britannique ainsi qu'un portefeuille de projets potentiels. La société avait déjà une participation de 67,7 % dans Creek Power Inc. Suite à l'acquisition, la société est devenue l'unique actionnaire de Creek Power Inc.

Le 12 juin 2018, la société a clôturé un placement par voie de prise ferme d'un capital global de 150,0 millions de dollars de débentures convertibles 4,75 % (les « **débentures convertibles 4,75 %** ») au prix de 1 000 \$ par débenture. Les débentures convertibles 4,75 % sont subordonnées et non garanties, leur date d'échéance est le 30 juin 2025, elles portent intérêt au taux annuel de 4,75 %, payable semestriellement, et sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires au prix de conversion de 20,00 \$ 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 4,75 %** ») datée du 29 mai 2018. Les débentures convertibles 4,75 % ont commencé à être négociées à la TSX le 12 juin 2018 sous le symbole « INE.DB.B ». Voir la rubrique « Description de la structure du capital – Débentures convertibles 4,75 % ».

Le 2 juillet 2018, la société a acquis un important projet d'énergie solaire photovoltaïque de 250 MW<sub>AC</sub>/315 MW<sub>DC</sub> situé dans le comté de Winkler au Texas (États-Unis), de Longroad Energy Partners, LLC (le « **projet solaire Phoebe** »). Un avis final de démarrage des travaux de construction a été émis à cette date et la mise en service commercial est prévue au cours du troisième trimestre 2019.

Le 3 juillet 2018, la société a acquis une participation de 50 % dans Energia Llaima au Chili pour une contrepartie totale de 110 millions de dollars US (144,7 millions de dollars). Le 5 juillet 2018, Energia Llaima a conclu l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco de 140 MW pour un prix d'achat d'environ 210 millions de dollars US (276,2 millions de dollars), déduction faite d'environ 10 millions de dollars US (13,2 millions de dollars) en espèces. Energia Llaima possède maintenant trois centrales hydroélectriques (152 MW) et une centrale thermosolaire (34 MW) en exploitation, ainsi que deux centrales hydroélectriques en développement (125 MW) et d'autres projets en début de développement.

Le 2 août 2018, la société a annoncé la conclusion d'une convention définitive (la « **convention d'achat de titres** ») visant l'acquisition de la participation de 62 % de TransCanada dans cinq parcs éoliens situés en Gaspésie, Québec soit Baie-des-Sables, Carleton, Gros-Morne, L'Anse-à-Valleau et Montagne Sèche (les « **parcs éoliens Cartier** »), ainsi que sa participation de 50 % dans les entités d'exploitation des parcs éoliens Cartier (les « **entités d'exploitation Cartier** »), moyennant une contrepartie totale d'environ 620 millions de dollars. La société détenait les participations restantes dans les parcs éoliens Cartier (38 %) et les entités d'exploitation Cartier (50 %). L'acquisition a été réalisée le 24 octobre 2018 et la société a déposé le 9 novembre 2018 une déclaration d'acquisition d'entreprise sur SEDAR à l'égard de cette acquisition. On peut consulter la déclaration sur le site [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

En outre, le 24 octobre 2018, la société a obtenu deux facilités de crédit à court terme pour couvrir le prix d'achat de l'acquisition des parcs éoliens Cartier et les coûts d'opération connexes dans leur intégralité. Premièrement, la société a obtenu une facilité de crédit sans recours à terme d'un an de 400 millions de dollars, remboursée le 19 décembre 2018 à même le produit tiré de la facilité de crédit Cartier (voir ci-dessous). Deuxièmement, la société a obtenu une facilité de crédit à terme d'un an de 228 millions de dollars, qui reste à rembourser en date des présentes.

Le 19 décembre 2018, la société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 570,4 millions de dollars à l'égard de quatre des parcs éoliens Cartier : Carleton, Gros-Morne, L'Anse-à-Valleau et Montagne Sèche (« **facilité de crédit Cartier** »). Le parc éolien Baie-des-Sables n'est pas inclus pour garantir la facilité de crédit Cartier puisqu'il garantit, avec d'autres actifs de la société, les facilités de crédit rotative de la société, aux termes de la septième convention de crédit modifiée et reformulée qui a été signée le même jour prolongeant l'échéance jusqu'en 2023. La facilité de crédit Cartier a une durée de 14 ans. Une portion du produit de cet emprunt a servi à rembourser les facilités de crédit existantes des parcs éoliens de l'Anse-à-Valleau, de Carleton et de Montagne Sèche et à rembourser le prêt relais garanti d'un an de 400 millions de dollars consenti à Innergex lors de l'acquisition des cinq parcs éoliens Cartier.

#### *Exercice 2017*

Le 21 février 2017, la société a conclu une cinquième convention de crédit modifiée et reformulée relative à sa facilité de crédit renouvelable existante de 425 millions de dollars. Ces modifications ont permis à la société d'emprunter des fonds en euros au moyen de prêts au taux EURIBOR. La société a aussi prolongé sa facilité de crédit renouvelable de 2020 à 2021 (à l'exception d'un prêteur de 42,5 millions de dollars dont l'engagement demeure jusqu'en 2020) pour lui offrir une plus grande marge de manœuvre financière. En outre, une facilité de lettre de crédit d'un montant maximum de 30 millions de dollars garantie par Exportation et développement Canada (« **EDC** ») a été ajoutée. La cinquième convention de crédit modifiée et reformulée a été remplacée par la sixième convention de crédit modifiée et reformulée le 17 octobre 2017 et remplacée à nouveau par la septième convention de crédit modifiée et reformulée le 19 décembre 2018.

Le 21 février 2017, la société et Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« **Desjardins** ») ont réalisé l'achat du parc éolien Yonne, un parc éolien de 44 MW mis en service au début de 2017 qui fait partie de l'acquisition de projets éoliens en France conclue en avril 2016 (« **parc éolien Yonne** »). L'électricité produite par le parc éolien Yonne est vendue aux termes d'un contrat d'achat d'électricité, à prix fixe, pour une durée initiale de 15 ans, à Électricité de France. Le prix d'achat total s'est élevé à 35,2 millions d'euros (soit 49 millions de dollars) et lors de la clôture, était assujéti à certains rajustements. Voir la rubrique « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés en France ».

Le 6 avril 2017, Upper Lillooet River Power Limited Partnership a procédé à la mise en service commercial de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Upper Lillooet River de 81,4 MW située en 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 24 mai 2017, la société a complété l'acquisition de trois projets éoliens en France auprès de Velocita Energy Developments (France) Limited (« **Velocita** ») d'une capacité totale installée de 119,5 MW, soit le parc éolien Rougemont-1 et le parc éolien Vaite qui ont tous deux été mis en service commercial à la date de l'annonce et le parc éolien Rougemont-2 qui l'a été le 1<sup>er</sup> décembre 2017.

Le 26 mai 2017, Boulder Creek Power Limited Partnership a procédé à la mise en service commercial de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Boulder Creek de 25,3 MW située en 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 15 août 2017, la société a annoncé qu'elle a reçu l'approbation de la TSX de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions ordinaires (l'« offre de 2017 »). Dans le cadre de l'offre de 2017, la société pouvait racheter aux fins d'annulation jusqu'à 2 000 000 de ses actions ordinaires représentant approximativement 1,84 % des actions ordinaires émises et en circulation. L'offre de 2017 a débuté le 17 août 2017 et a pris fin le 16 août 2018 et le régime de rachat automatique a été mis en place le 17 novembre 2017. Aux termes de l'offre de 2017, la société a racheté 753 294 actions ordinaires pour annulation.

Le 25 août 2017, la société a annoncé qu'elle a complété l'acquisition de deux projets éoliens en construction auprès de BayWa r.e. étant le parc éolien Plan Fleury d'une puissance installée totale de 22 MW qui a été mis en service commercial au troisième trimestre 2017 et le parc éolien Les Renardières d'une capacité totale de 21 MW qui a été mis en service commercial le 18 novembre 2017. Voir la rubrique « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés en France ».

Le 30 octobre 2017, la société et Alterra Power Corp. ont annoncé qu'elles ont conclu une convention d'arrangement (la « convention d'arrangement ») en vertu de laquelle la société a accepté d'acquiescer au prix de 8,25 \$ par action la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra (les « actions ordinaires d'Alterra ») pour une valeur d'opération totale de 1,1 milliard de dollars, y compris la prise en charge des dettes d'Alterra. Dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, les actionnaires d'Alterra avaient le choix de recevoir soit une contrepartie de 8,25 \$ en espèces ou 0,5563 action ordinaire de la société pour chaque action ordinaire d'Alterra, sous réserve dans chaque cas de la répartition proportionnelle; de sorte que la contrepartie totale versée à tous les actionnaires d'Alterra était composée approximativement de 25 % en espèces et de 75 % en actions ordinaires de la société. L'acquisition d'Alterra a clôturé le 6 février 2018 et la société a déposé, le 3 mai 2018, une déclaration d'acquisition d'entreprise sur SEDAR à cet égard. La déclaration peut être consultée sur le site [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

L'acquisition d'Alterra inclue également, une participation de 54 % dans une filiale qui possède une participation de 30 % dans le Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort situé en Islande.

Le 31 octobre 2017, la société a annoncé que ses facilités de crédit renouvelables, dirigées par Valeurs Mobilières TD inc. et BMO Marchés des capitaux, ont été augmentées de 50 millions de dollars. La succursale canadienne de Wells Fargo Bank, N.A. s'est jointe au syndicat de prêteurs constitué de la Banque Toronto-Dominion, Banque de Montréal, Banque Nationale du Canada, Banque Canadienne Impériale de Commerce, Fédération des caisses Desjardins du Québec et la succursale canadienne de la Banque de Tokyo-Mitsubishi UFJ. La société a également reporté l'échéance de ses facilités de crédit renouvelables de décembre 2021 à décembre 2022 afin d'obtenir une plus grande flexibilité de financement.

Le 1<sup>er</sup> décembre 2017, le parc éolien Rougemont-2 de 44,5 MW situé dans la région de Bourgogne-Franche-Comté en France a été mis en service commercial. Voir la rubrique « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés en France ».

#### *Exercice 2016*

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 est 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 ».

Le 25 février 2016, la société, en partenariat avec la bande Indienne de Cayoose, a réalisé l'acquisition de la centrale Walden North mise en service en 1993 et située sur un terrain privé à Cayoosh Creek près de Lillooet, en 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 21 mars 2016, la société a annoncé qu'elle avait reçu de 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 (les « **offres de 2016** »). Dans le cadre des offres de 2016, la société pouvait racheter à des fins d'annulation jusqu'à 2 000 000 d'actions ordinaires, soit 1,92 % de ses actions ordinaires émises et en circulation et jusqu'à 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 offres de 2016 ont commencé le 24 mars 2016 et ont pris fin le 23 mars 2017. Aux termes des offres de 2016, la société n'a procédé à aucun rachat de ses actions ordinaires, actions série A ou actions série C.

Le 15 avril 2016, la société a réalisé l'acquisition des sept projets éoliens en exploitation d'une puissance installée de 86,8 MW, soit le parc éolien Porcien, le parc éolien Longueval, le parc éolien Antoigné, le parc éolien Vallottes, le parc éolien Bois d'Anchat, le parc éolien Beaumont et le parc éolien Cholletz (collectivement, les « **sept entités françaises** ») et s'est engagée à acquérir le parc éolien Yonne qui était en construction de la société allemande wpd Europe GmbH (le « **vendeur** ») pour un total de 130,8 MW de puissance installée. Simultanément, la société a réalisé un placement privé de 50,0 millions de dollars avec trois entités affiliées au Groupe Desjardins. Voir la rubrique « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés en France ».

Le prix d'achat des sept entités françaises était une contrepartie en espèces nette de 64,0 millions d'euros (soit 94,5 millions de dollars), sous réserve de certains rajustements et comprenant 11,9 millions de dollars d'espèces et quasi-espèces. Le prix d'achat du parc éolien Yonne acquis le 21 février 2017 totalisait 35,2 millions d'euros (soit 49,0 millions de dollars) incluant le dépôt de 10,0 millions d'euros (soit 13,9 millions de dollars) versé le 15 avril 2016. Le financement du projet s'est élevé à 88,2 millions d'euros (soit 130,2 millions de dollars) et est resté au niveau des projets acquis. La dette sans recours relative aux huit projets est restée au niveau des projets acquis. La société a réduit son exposition aux fluctuations des taux de change grâce à des instruments de couverture de change à long terme.

Le 10 juin 2016, la société a annoncé la clôture de l'investissement de Desjardins de 38,4 millions de dollars dans la société en commandite qui détient les sept entités françaises et la participation dans le parc éolien Yonne. Suite à l'investissement, la société et Desjardins détiennent respectivement 69,55 % et 30,45 % de Société en commandite Innergex Europe (2015).

Le 29 juillet 2016, Big Silver Creek Limited Partnership (« **Big Silver Creek LP** ») a procédé à la mise en service commercial de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek de 40,6 MW, située en Colombie-Britannique (la « **centrale Big Silver 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 22 décembre 2016, la société a réalisé l'acquisition du parc éolien Montjean et du parc éolien Theil-Rabier d'une puissance installée totale de 24 MW situés sur des terres privées en Nouvelle-Aquitaine, France de la société française BayWa r.e. La société détient une participation de 69,55 % dans le parc éolien Montjean et le parc éolien Theil-Rabier et Desjardins détient la participation restante de 30,45 %. Voir la rubrique « Descriptions des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés en France ».

Le 30 décembre 2016, Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) s.e.c. (« **Mesgi'g Ugju's'n (MU) SEC** ») a procédé à la mise en service commercial du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n de 150 MW situé dans la péninsule gaspésienne, au Québec (« **parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU)** »). Voir la rubrique « Description des activités et de l'actif de la société – Parcs éoliens en exploitation – Parcs éoliens situés au Québec ».

## SURVOL DE L'INDUSTRIE ET PRINCIPAUX MARCHÉS

### 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) le soleil; iv) certains déchets comme la biomasse (par exemple, des déchets ligneux provenant de l'exploitation des produits forestiers) et les gaz d'enfouissement; et v) les sources géothermiques, comme la chaleur ou la vapeur. La demande pour l'énergie renouvelable en Amérique du Nord, en France, en Islande et en Amérique Latine 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 et français de la production d'électricité, les producteurs indépendants d'électricité jouent un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement en électricité.

Plusieurs raisons expliquent le rôle croissant joué par les producteurs indépendants dans l'approvisionnement en énergie renouvelable en Amérique du Nord, en France, en Islande et en Amérique Latine, notamment: la demande croissante d'énergie dans certains territoires, la sensibilisation accrue aux avantages de l'énergie renouvelable dans la lutte aux impacts des changements climatiques, la disponibilité 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. 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 21<sup>e</sup> conférence de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC) qui s'est tenue à Paris, en France, en 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. L'accord conclu à l'issue de la conférence (l'« **Accord de Paris** ») vise à renforcer la réponse mondiale à la menace du changement climatique en maintenant une augmentation de la température globale de ce siècle bien au-dessous de 2 degrés. 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 à une transition vers les énergies renouvelables dans le cadre de la stratégie énergétique de chaque pays. En 2018, le rapport « Global Warming of 1.5C » de l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) a confirmé la nécessité de poursuivre les efforts visant à limiter le réchauffement climatique à 1,5 degré pour éviter les pires impacts du changement climatique. La publication de ce rapport a donné lieu à des engagements internationaux renouvelés et ambitieux en matière de réduction des gaz à effet de serre et d'utilisation des énergies renouvelables.

### Énergie renouvelable au Canada

Au cours des dernières années, la croissance importante de la production d'énergie renouvelable au Canada a été le résultat des engagements à réduire les émissions de gaz à effet de serre dans la production d'électricité; les exigences nationales en matière de tarification du carbone introduites par le gouvernement fédéral; 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. La production d'énergie renouvelable au Canada est également soutenue par des mesures incitatives fédérales et provinciales comme les contrats d'achat à prix fixe à long-terme, l'amortissement accéléré et des engagements législatifs en matière de production d'énergie renouvelable.

En réponse à ses engagements en vertu de l'Accord de Paris, le gouvernement du Canada a publié le Cadre pancanadien pour une croissance propre et des changements climatiques. Le plan prévoit l'élimination progressive des centrales au charbon d'ici 2030, l'introduction d'une norme nationale pour les combustibles à faible émission de carbone et la mise en place d'un prix national du carbone en date de janvier 2019. Le Canada produit actuellement 80 % de son électricité à partir de sources propres et non émettrices, et s'est fixé comme objectif de porter ce pourcentage à 90 % d'ici 2030.

Au niveau des gouvernements provinciaux et territoriaux, plusieurs gouvernements ont établi 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 cibles sont notamment les suivantes :

- Colombie-Britannique (« **C.-B.** ») – générer au moins 93 % de son électricité à partir de ressources propres ou renouvelables;
- Alberta – 30 % de son électricité provenant de sources d'énergie renouvelable d'ici 2030;
- Saskatchewan – générer au moins 40 % de son électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'ici 2030;
- Québec – accroître la production totale d'énergie renouvelable de 25 % d'ici 2030;
- Nouvelle-Écosse – 40 % d'énergie renouvelable d'ici 2020;
- Nouveau-Brunswick – générer au moins 40 % de ventes dans la province d'Énergie NB à partir de sources d'énergie renouvelable d'ici 2020;
- Yukon - augmenter l'énergie renouvelable de 20 % de 2009 à 2020.



Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques. Compte tenu d'une puissance hydroélectrique installée estimative de plus de 79 000 MW, il est le second plus important producteur d'énergie hydroélectrique dans le monde.

L'énergie éolienne est maintenant l'une des options les moins coûteuses pour l'approvisionnement en électricité dans la plupart des provinces canadiennes. Elle a été la plus importante source de nouvelle production d'électricité au Canada au cours de la dernière décennie. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, le Canada se situe au neuvième rang pour la production d'énergie éolienne dans le monde avec une puissance installée de plus de 12 800 MW.

L'énergie solaire est une source d'électricité de petite taille mais en croissance rapide au Canada et la croissance future est axée sur les possibilités dans les Prairies.

### Cadre réglementaire et méthode de distribution

#### 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 et est le principal producteur d'énergie et opérateur de réseau de transport de la province.

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 les distributeurs d'électricité dans la province de Québec. De plus, La Régie de l'énergie surveille toutes les DDP pour l'approvisionnement d'énergie au Québec.

En 2016, le gouvernement du Québec a publié sa nouvelle politique énergétique et bien qu'il n'ait pas mentionné les détails concernant l'énergie hydraulique ou éolienne de petite taille, ses objectifs sont compatibles avec la poursuite du développement de ces énergies dans un avenir proche. 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 à maintenir plusieurs projets potentiels en vue d'occasions futures d'approvisionnement en énergie renouvelable.

#### 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 des producteurs d'énergie indépendants.

Le régime intégré des ressources de BC Hydro devrait être mis à jour en 2019. Le régime intégré des ressources est un régime stratégique à long terme flexible pour répondre à la demande provinciale en électricité au cours des 20 prochaines années. Bien que le déclin de certaines parties du secteur des ressources naturelles puisse entraîner une baisse de la demande par rapport aux prévisions, des projets de développement comme l'usine de LNG Canada à Kitimat, actuellement en construction, continueront d'alimenter les besoins provinciaux en énergie renouvelable.

À la fin de 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a décidé de continuer la construction du site-C du projet de barrage hydroélectrique, après qu'il ait été envoyé à la BC Utilities Commission pour examen. La mise en service commercial du projet est prévue en 2024.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a lancé son nouveau plan sur le climat, CleanBC, à la fin de 2018. Le plan énonce des objectifs dans les secteurs des transports, des bâtiments, de l'industrie et des déchets qui permettraient à la Colombie-Britannique d'atteindre 75 % de ses objectifs de réduction des GES en 2030. Au cours des 18 à 24 prochains mois, la province déterminera des réductions supplémentaires dans d'autres secteurs pour atteindre l'objectif de réduction de 25 % restant, y compris des mesures pour accroître considérablement l'électrification industrielle. Bien que le respect des engagements du plan nécessite d'importantes ressources en électricité renouvelable, le gouvernement de la Colombie-Britannique ne prévoit pas actuellement devoir se procurer d'autres sources d'énergie propre avant la fin de 2030.

## Ontario

La Commission de l'énergie de l'Ontario régleme 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 (« **IESO** »), 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.

À l'automne 2017, le gouvernement de l'Ontario a publié une mise à jour du régime énergétique à long terme. Le régime permet à la province de ne pas s'appuyer sur des contrats à long terme d'électricité pour améliorer son approche sur le marché. Le IESO a entrepris une réforme à grande échelle de ses règles du marché en vue de réduire les coûts de programmation et de répartition, d'introduire un marché à des prix définis un jour à l'avance et d'améliorer l'approvisionnement à long terme par une vente aux enchères de capacité supplémentaire.

### Énergie renouvelable aux États-Unis

Selon la U.S. Energy Information Administration, l'énergie provenant d'énergie renouvelable devrait augmenter pour passer de 18 % en 2018 à 31 % d'ici 2050, avec approximativement 72 GW de capacité d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque devant être ajoutée de 2018-2021, encouragée par la baisse des coûts du capital et l'obtention de crédits d'impôt. Dans de nombreux marchés aux États-Unis, l'énergie éolienne et 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.

La demande d'électricité devrait augmenter légèrement, en raison du retrait de vieilles unités moins performantes de carburant d'origine fossile – stimulée par le Plan d'énergie propre (*Clean Power Plan*) (« **PEP** ») - et la disponibilité à court terme des crédits d'impôt à la production d'énergie renouvelable. Même si le PEP n'entre pas en vigueur, le faible prix du gaz naturel et les crédits d'impôt combinés aux engagements prescrits par la loi au niveau de l'État en faveur de l'énergie renouvelable devraient faire du gaz naturel et des énergies renouvelables les principales sources de nouvelle capacité de production à court terme.

Vingt-neuf États, Washington, D.C., et trois territoires ont adopté une norme de portefeuille d'énergie renouvelable, tandis que huit États et un territoire ont fixé leurs objectifs en matière d'énergie renouvelable. Hawaii a présentement l'objectif le plus ambitieux, 100 % d'énergie renouvelable d'ici 2045, et la Californie est actuellement en voie d'atteindre son objectif de 50 % d'énergies renouvelables d'ici la fin de 2030. En outre, un nombre croissant de villes et sociétés cherchent à s'approvisionner en énergie renouvelable exclusivement par l'entremise de CAÉ, ce qui permettra de créer de nouvelles occasions de croissance pour l'industrie.

Aux États-Unis, les producteurs d'électricité vendent leur électricité sous différents types de contrats, y compris des CAÉ à long terme, des couvertures énergétiques et des contrats commerciaux et de détail.

## Texas

Le Texas mène aux États-Unis dans la production d'énergie, principalement du pétrole brut et du gaz naturel. Il génère également le plus d'électricité de tous les États américains, et est le plus grand producteur d'énergie éolienne aux États-Unis. Le Texas a été un chef de file dans le développement de l'énergie éolienne depuis le début des années 1990 et a environ 20 GW de capacité éolienne installée et plus de 5 GW en cours de construction, dépassant son objectif de 10 GW de puissance installée d'énergie renouvelable d'ici 2025. L'État encourage la construction d'installations éoliennes en autorisant les Competitive Renewable Energy Zones (« **CREZ** »), un effort de 7 milliards de dollars dans des lignes de transmission qui ont été construites pour se connecter à de futurs parcs éoliens dans les zones prometteuses. De plus, le Texas possède l'un des plus grands potentiels d'énergie solaire aux États-Unis.

### Cadre réglementaire et méthode de distribution

Au Texas, le principal réseau électrique est géré par l'Electricity Reliability Council of Texas (Conseil de la fiabilité de l'électricité du Texas) (« **ERCOT** ») et est en grande partie isolé des systèmes d'alimentation interconnectés servant l'est et l'ouest des États-Unis. L'isolement signifie que l'ERCOT n'est pas assujéti à la supervision de la Federal Energy Regulatory Commission et est, en grande partie, tributaire de ses propres ressources pour répondre aux besoins en électricité. L'ERCOT a réalisé, sans utiliser de contrats à prix fixe à long terme, un développement à large échelle de l'énergie éolienne.

Compte tenu du cadre réglementaire limité applicable à la délivrance de permis et à la construction sur les terres privées, de l'indépendance d'ERCOT et du programme CREZ, la demande d'énergies renouvelables devrait continuer d'augmenter au Texas.

## Énergie renouvelable en France

Depuis le début des années 2000, la France a mis en place une stratégie de développement de l'énergie renouvelable sur son territoire. À ce jour, le marché français d'éoliennes terrestre reste attractif avec l'objectif annoncé récemment d'augmenter la puissance installée à 35 GW en 2028 (par rapport à 15 GW en 2018).

Le gouvernement français a rétabli son ferme engagement en faveur de l'énergie renouvelable en adoptant un certain nombre de mesures visant à accélérer le processus de développement des projets éoliens terrestres.

### Cadre réglementaire et méthode de distribution

En France, la structure qui existait auparavant des contrats à tarifs de rachat garanti a changé pour un système de contrat CAÉ sur différence (« **contrat CFD** »). Bien que l'on s'attende à ce que cette structure change d'ici 2020, les parcs éoliens allant jusqu'à six turbines peuvent toujours bénéficier d'un contrat CFD de 20 ans, aux termes duquel ils peuvent vendre directement leur électricité sur le marché et recevoir la différence entre le prix cible en vertu du contrat CFD et le prix du marché. Les plus grands parcs éoliens auront la possibilité de participer au processus de vente aux enchères et de se voir accorder des contrats CFD semblables.

Le Réseau de transport d'électricité (« **RTE** ») et Enedis, filiales d'Électricité de France, sont responsables de la gestion respectivement du réseau principal de transport d'électricité haute tension en France et de la plus grande partie du réseau de distribution en France. RTE construit, exploite et entretient des lignes électriques à haute tension et les stations associées, qui acheminent l'électricité depuis les installations de production d'électricité françaises vers des clients industriels et vers le réseau de distribution d'électricité. Les actifs renouvelables bénéficient d'une obligation d'interconnexion de RTE et d'Enedis, mais les temps de réalisation de l'interconnexion et les coûts peuvent varier selon l'emplacement.

## Énergie renouvelable au Chili

L'énergie renouvelable est de plus en plus présente au Chili. En 2018, la production d'énergie solaire et éolienne a atteint un total de 9 165 gigawattheures (« **GWh** »), soit une augmentation de 44 % par rapport à 2017, et représente 11,9 % de la production totale d'électricité. Par ailleurs, les centrales hydroélectriques continuent de jouer un rôle important en 2018, représentant 30,7 % de la production totale (ce qui équivaut à 23 501 GWh) soit une augmentation de 7,8 % par rapport à 2017.

L'exploitation minière qui consomme environ un tiers de la production totale d'électricité du Chili est également une industrie qui consomme la majeure partie de la nouvelle énergie renouvelable. De 2014 à juin 2018, les prix de l'énergie solaire ont chuté de plus de 60 %, ce qui a incité le secteur minier et d'autres secteurs à investir dans les énergies renouvelables pour réduire leurs dépenses de consommation d'énergie.

Le National Electric Coordinator (ISO) prévoit que 98 centrales commenceront à fonctionner en 2019, ce qui représentera environ 2 000 MW d'énergie supplémentaire. Parmi celles-ci, les parcs solaires représentent 55 nouveaux parcs ajoutant 555,5 MW de puissance au réseau. Les parcs éoliens représenteront 14 nouveaux parcs d'une puissance totale de 813,8 MW. Enfin, 13 nouvelles centrales hydroélectriques seront mises en service en 2019, ajoutant 71 MW.

### Cadre réglementaire et méthode de distribution

En 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. En particulier, le Chili a des engagements prescrits par la loi en matière d'énergie renouvelable qui ciblent l'augmentation de la production d'énergie renouvelable de 60 % d'ici 2035 et de 70 % d'ici 2050.

En complément de ce qui précède, le Chili a entamé un processus de décarbonisation de la matrice énergétique par l'élaboration d'un calendrier pour le retrait ou la reconversion de toutes les centrales de charbon qui ont constitué la principale source d'énergie du réseau au Chili en 2018.

Le National Electric Coordinator agit en tant qu'opérateur de réseau indépendant pour le National Electric System, au Chili. Il est responsable de coordonner la production d'électricité dans l'ensemble du réseau afin d'assurer l'efficacité opérationnelle et la rentabilité, tandis que les coûts de transport et de distribution sont réglementés par la loi.

En 2013, seulement 5 % de la production d'énergie au Chili provenait d'énergies renouvelables. En mai 2018, elle a atteint 18 %, faisant du Chili le deuxième marché en importance de l'énergie renouvelable en Amérique latine. Cela a été rendu possible par l'adoption d'une loi en 2013 qui a exigé que 20 % de l'énergie produite au Chili provienne d'énergie renouvelable d'ici 2025. Les secteurs de l'énergie solaire et éolienne sont les plus populaires puisque le Chili est géographiquement bien positionné. Le rayonnement solaire du désert d'Atacama et les vents de la côte Pacifique et de la cordillère des Andes font en sorte que le Chili constitue un marché prometteur pour la production d'énergie renouvelable.

## Énergie renouvelable en Islande

En Islande, un rapport sur la demande en énergie pour la période de 2017-2050 publié par un comité organisé par l'« Energy Authority » prévoit une augmentation annuelle de 13 à 16 MW de la demande et une croissance totale de 464 MW de la demande maximale d'énergie pour le marché en général jusqu'en 2050 et 191 MW pour l'industrie lourde et le marché de centres de données.

L'approvisionnement en électricité de l'Islande est généré presque en totalité par des ressources renouvelables. En 2015, la production hydroélectrique et géothermique représentait respectivement environ 73 % et 27 % de la production totale d'électricité. La consommation de l'industrie lourde représente environ 79 % de la production totale de l'électricité, avec environ 89 % consommée par les activités de fabrication de l'aluminium.

### Cadre réglementaire et méthode de distribution

Le développement des ressources renouvelables de l'Islande s'aligne avec le Master Plan, un cadre permis par le *Master Plan Act* (2011), consacré à examiner les projets hydroélectriques et géothermiques proposés pour assurer le respect d'un équilibre entre les avantages économiques et la protection de l'environnement. Au cours des dernières années, l'Islande a intensifié sa production d'énergie renouvelable en grande partie attribuable à la demande du secteur manufacturier du silicium, de l'industrie de la pêche et du transport électrifié. Les sources d'énergie géothermique et hydroélectrique fournissent près de 100 % de la demande d'énergie en Islande.

L'Islande a adopté la Directive européenne sur la concurrence et le dégroupage de son marché d'énergie en 2003 qui visait à transformer la structure du marché verticalement intégrée en un marché totalement libéralisé. Depuis, une seule entreprise (HS Orka dont la société détient une participation de 53,9 %) a été privatisée, alors que les entreprises de production d'électricité restantes continuent d'être détenues par l'État islandais et les municipalités.

La structure d'utilisation d'énergie de l'Islande est dominée par des CAÉ à long terme, qui ont une durée de vie restante moyenne pondérée de 15 ans. Le marché en gros de l'énergie est hautement limité en Islande étant donné que la majorité de l'alimentation est garantie par des CAÉ.

## 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 convertie en électricité par la génératrice. L'électricité passe par un transformateur où ses caractéristiques sont réglées de sorte qu'elle puisse être acheminée dans le réseau de transport.

### *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.

### *Processus de production de l'énergie solaire*

#### *Énergie solaire photovoltaïque*

Les centrales de production d'énergie solaire photovoltaïque 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 photovoltaïque est sous forme de courant direct (flux d'électricité unilatéral). Un convertisseur est nécessaire afin de convertir le courant électrique continu en courant alternatif, nécessaire à l'injection dans les réseaux de distribution et de transport d'électricité.

### *Énergie solaire thermique*

Les installations de production d'énergie solaire thermique recueillent et concentrent le rayonnement solaire pour produire la chaleur nécessaire à la production d'électricité. Les systèmes d'énergie solaire thermique sont équipés d'un réseau de capteurs utilisés pour focaliser le rayonnement solaire sur un récepteur. Généralement, le réservoir contient un fluide qui est chauffé et mis en circulation pour produire de la vapeur ou stocké dans un réservoir d'eau chaude pour utilisation future. La vapeur est convertie en énergie mécanique dans une turbine qui alimente un générateur pour produire de l'électricité.

### *Processus de production de l'énergie géothermique*

Les centrales géothermiques exploitent des ressources hydrothermales composées à la fois d'eau (hydro) et de chaleur (thermique), récoltées par le forage de puits et l'extraction de la vapeur ou l'eau chaude vers la surface. L'eau chaude et/ou la vapeur (fluides géothermiques) fait actionner les turbines qui produisent l'électricité.

Il existe trois principaux types de centrales géothermiques : 1) des installations à vapeur sèche qui utilisent la vapeur à partir d'un réservoir géothermique; 2) des installations à vapeur flash qui prennent de l'eau chaude souterraine à haute pression et la convertissent en vapeur qui, une fois refroidie, est relâchée sous forme liquide (eau) dans le sol en vue d'une utilisation ultérieure; et 3) des installations électriques à cycle binaire qui transfèrent la chaleur de l'eau chaude géothermique à un autre liquide qui, à son tour, alimente une turbine génératrice.

Les centrales géothermiques à haute température exigent des températures allant de 300 °F à 700 °F, à partir de ressources hydrothermales contenues dans des puits de vapeur sèche ou dans un écoulement à deux phases (un mélange de fluide appelé saumure géothermique et de vapeur). Dans le cas d'une centrale d'écoulement à deux phases, le mélange de liquide et de vapeur est séparé. Les turbines à vapeur qui produisent de l'électricité et la saumure géothermique peuvent être utilisées à travers des échangeurs de chaleur pour alimenter des unités binaires, en utilisant un fluide de travail secondaire.

## **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, les centrales géothermiques et les parcs solaires photovoltaïques, sont tributaires de sources « d'énergie » qui sont variables 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 « 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 dépendent du débit de l'eau, de la vitesse du vent ou l'écoulement de fluides géothermiques, 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. 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.

De plus, les conditions climatiques changeantes peuvent entraîner des conditions météorologiques extrêmes ou anormales, entraînant l'apparition d'événements comme des vagues de chaleur, des sécheresses, des tempêtes ou des inondations. Cela peut entraîner une augmentation temporaire ou permanente de la volatilité des ressources en vent, en eau, des fluides géothermiques et en lumière du soleil ou une diminution de leur disponibilité, de leur force et de leur uniformité.

Par conséquent, une turbine ou les panneaux solaires fonctionneront pendant de longues périodes à des puissances de sortie inférieures à la puissance nominale.

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 plus de 50 % en fonction des divers facteurs propres aux sites, et les projets d'énergie solaire ont des facteurs d'utilisation variant d'environ 15 % pour les applications de rayonnement fixe dans les régions à faible irradiance à plus de 30 % dans les régions à forte irradiation solaire lorsque les panneaux sont montés sur les systèmes de poursuite.



## Environnement concurrentiel

La société possède et exploite 68 installations en exploitation commerciale (voir la rubrique « Installations en exploitation » sous la rubrique « Portefeuille d'actifs »). Mises en service entre 1978 et mars 2018, les installations ont un âge moyen pondéré d'environ 9,6 ans.

L'électricité produite par les installations en exploitation est généralement vendue en vertu de contrats d'achat d'électricité à long terme, de contrats de couverture d'électricité ou de contrats industriels et de détail à court et à long terme (chacun, une forme de CAÉ) à des services publics cotés ou à d'autres contreparties solvables. Les CAÉ de la société ont une durée de vie résiduelle moyenne pondérée de 15,6 ans (fondée sur la production brute moyenne à long terme).

Pour la plupart des installations en exploitation au Canada et en France, les CAÉ comprennent un prix de base et, dans certains cas, une clause de rajustement du prix selon le mois, le jour ou l'heure de livraison. Pour la plupart des installations en exploitation aux États-Unis, l'électricité produite est vendue dans le cadre de CAÉ ou sur le marché livre et soutenue par des couvertures énergétiques matérielles ou financières (une forme de CAÉ) pour gérer l'exposition au risque du prix du marché. Une couverture énergétique est un contrat sur la différence entre un producteur d'électricité et un fournisseur de couverture (souvent une institution financière) et par conséquent, est assujettie à certains risques uniques par rapport aux CAÉ plus traditionnels (voir « Gestion des risques » et « Facteurs de risques »). Ils sont de plus en plus populaires dans l'ensemble des États-Unis et sont généralement disponibles sur les marchés déréglementés de l'électricité, ce qui permet la vente de la production d'électricité sur un marché à des prix définis un jour à l'avance ou en temps réel. En vertu d'une couverture énergétique, si le prix du marché de l'électricité tombe en-dessous d'un certain prix fixé (couverture) au moment de la vente, le fournisseur de couverture paie la différence au producteur; si le prix du marché dépasse le prix de couverture, alors le producteur paie la différence au fournisseur de couverture.

Pour les installations en exploitation en Islande, la majeure partie de l'électricité produite est vendue à un certain nombre de clients commerciaux et de détail, dont certains ont des CAÉ à long terme en place.

Au Chili, les installations en exploitation vendent l'électricité produite au moyen de CAÉ à des clients industriels ou sur le marché libre.

La société a l'intention de saisir des occasions de croissance dans le secteur des énergies renouvelables. À ce titre, elle entend poursuivre la croissance sur son marché actuel et reste ouverte au repérage de nouveaux marchés cibles. Dans ses zones géographiques actuelles, 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 influencent la tarification d'électricité à partir de l'énergie renouvelable. Au Canada, la société dépend de la vente de son électricité aux services publics détenus par les provinces avec des CAÉ à long terme qui sont généralement octroyés aux termes d'un processus d'appel d'offres concurrentiel qui limite l'exposition au risque du prix du marché. Toutefois, l'exposition aux mécanismes du marché, présents sur les marchés déréglementés de l'électricité, peut exposer certaines centrales à des restrictions d'exploitation, à des temps d'arrêt accrus en raison d'une demande limitée ou de contraintes de distribution et de mécanismes de tarification locationnels.

La société peut également faire face à de la concurrence pour les acquisitions car les actifs qui sont en vente peuvent 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, grâce à la diversification géographique de son portefeuille de projets et aussi en mettant de l'emphase sur les projets renouvelables à faible incidence, les CAÉ à long terme à prix fixe, ses antécédents solides et l'expérience de son équipe de direction.

La sensibilisation accrue et les préoccupations sur les questions liées au changement climatique, l'accès à l'énergie propre, la sécurité énergétique, l'efficacité énergétique et les impacts environnementaux des combustibles fossiles traditionnels poussent les gouvernements du monde à augmenter leur demande et à s'engager au développement de l'approvisionnement en énergie renouvelable. De telles préoccupations sont à l'origine d'initiatives d'approvisionnement privé en énergie renouvelable, en particulier aux États-Unis.

En outre, la compétitivité de la production d'énergie renouvelable a augmenté de façon significative au cours de la dernière décennie, principalement en raison d'avancées technologiques et de la baisse des coûts des principales composantes. Par conséquent, malgré les risques concurrentiels associés à la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler tout contrat d'achat d'électricité (voir « Facteurs de risque »), la société estime que les perspectives pour l'industrie des énergies renouvelables sont prometteuses.

## Dépendance économique

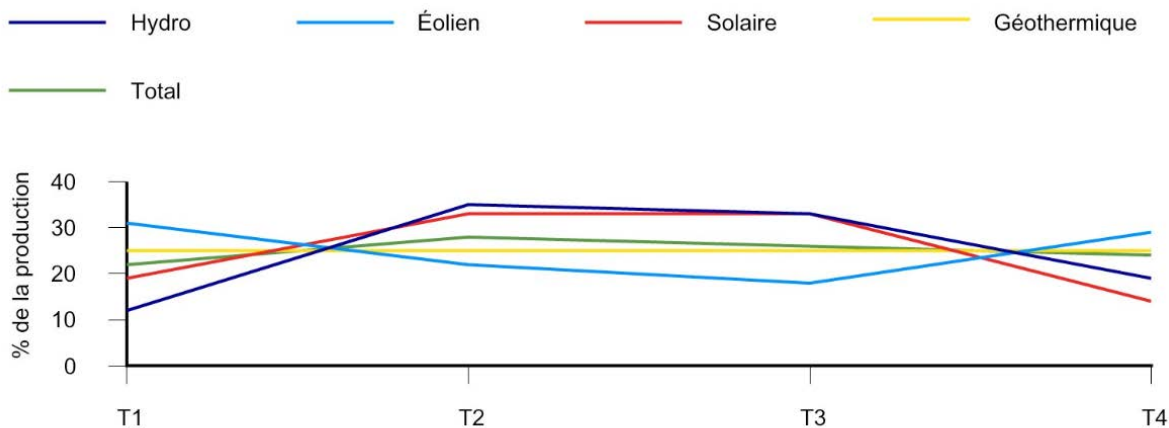
La société ne croit pas dépendre en grande partie d'une seule entente contractuelle. Cependant, la société a relevé trois clients importants. Les ventes par la société à ces trois clients importants, aux termes de ses divers CAÉ, représentent plus de 10 % de ses revenus en 2018 de 576,6 millions de dollars (400,3 millions de dollars en 2017) :

Clients majeurs	Notation de crédit de Standard & Poor's	Secteur	Revenus pour l'exercice terminé	
			31 décembre 2018 M\$	31 décembre 2017 M\$
BC Hydro	AAA	Production hydroélectrique	170,1	155,8
Hydro-Québec	A+	Production hydroélectrique et éolienne	185,1	154,4
Électricité de France	A-	Production éolienne	84,5	50,0

## 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 à l'exception des ressources géothermiques pour la production d'électricité qui ne sont pas touchées par le caractère saisonnier.

### Saisonnalité de la production par source d'énergie

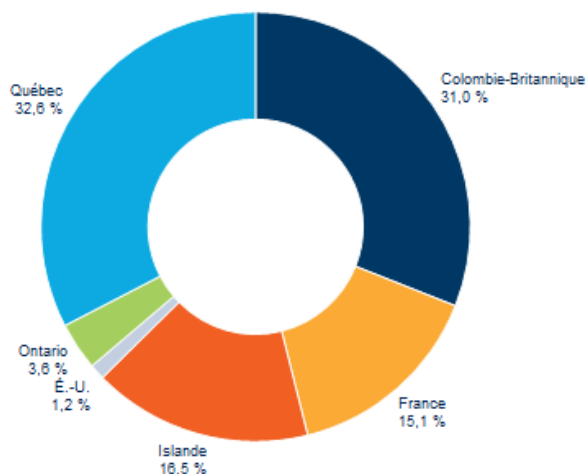


Le pourcentage de production est fondé sur la PMLT pour les installations en exploitation au 27 février 2019. La PMLT est présentée conformément aux règles comptables de constatation des produits aux termes des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).

La société a limité les effets du caractère saisonnier de l'industrie par la diversité géographique de ses installations et projets (soit au Canada dans les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique et d'Ontario, en France, aux États-Unis et en Islande, tel que présenté ci-dessous au 31 décembre 2018). 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.

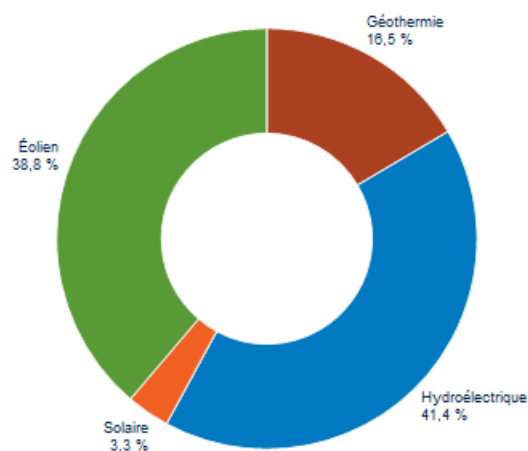
### Diversification géographique

selon les produits consolidés de 2018 de 576,6 M\$

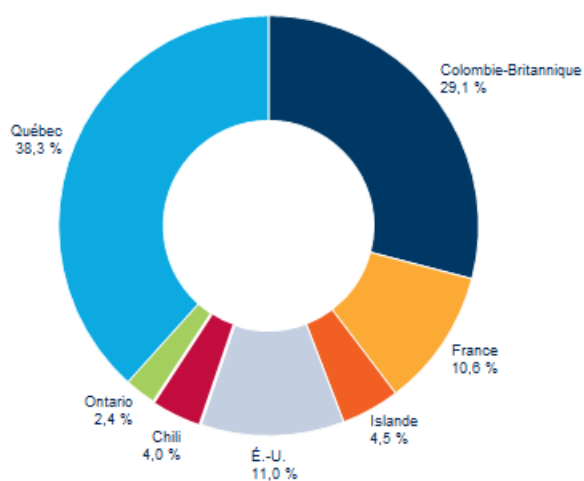


### Diversification par source d'énergie

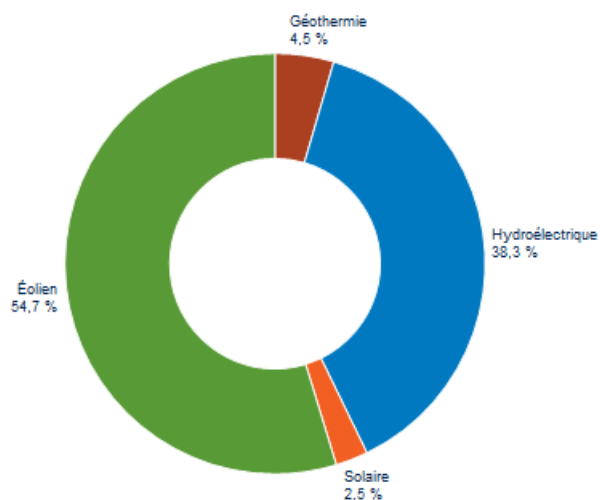
selon les produits consolidés de 2018 de 576,6 M\$



selon la puissance nette installée de 2018



selon la puissance nette installée de 2018



Avec la clôture de l'acquisition d'Alterra le 6 février 2018, la société a augmenté sa diversification géographique et ses sources d'énergie avec l'ajout de deux parcs solaires aux États-Unis, deux parcs éoliens, un aux États-Unis et un en Colombie-Britannique et de deux centrales géothermiques en Islande. 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.

## DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ

### Vue d'ensemble – Information sectorielle

Au 31 décembre 2018, la société comptait cinq secteurs opérationnels : la production d'énergie hydroélectrique, la production d'énergie éolienne, la production d'énergie solaire, la production d'énergie géothermique et l'aménagement des emplacements. Par l'entremise de ces cinq secteurs opérationnels, la société vend l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens, ses parcs solaires et ses centrales géothermiques en exploitation à des entreprises de services publics, d'autres contreparties solvables ou des marchés de l'électricité. Par l'entremise de son secteur de l'aménagement des emplacements, 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				
Secteurs opérationnels	Produits opérationnels 2018		Produits opérationnels 2017	
	M \$	% du total des produits	M \$	% du total des produits
Production d'énergie hydroélectrique	238,7	41,4%	226,2	56,5 %
Production d'énergie éolienne	223,6	38,8%	155,3	38,8 %
Production d'énergie solaire	19,1	3,3%	16,8	4,2 %
Production d'énergie géothermique	95,2	16,5%	-	-
Aménagement des emplacements	-	-	1,9	0,5 %

### Portefeuille d'actifs

Au 27 février 2019, le portefeuille de la société se compose de participations dans : i) les 68 installations qui ont été mises en service commercial (les « **installations en exploitation** »); ii) 8 projets en dernier stade de développement, 3 qui sont en construction (les « **projets en développement** »); et iii) les nombreux projets qui sont à différentes étapes 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, des entreprises financières, commerciales et de détail ou divers arrangements (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 et à favoriser les partenariats avec des partenaires communautaires ou financiers ou stratégiques. La société collabore souvent avec un partenaire 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.

### Installations en exploitation

Au 27 février 2019, nos installations en exploitation sont situées dans cinq marchés principaux : au Canada (les provinces de la Colombie-Britannique, d'Ontario et de Québec), en France, en Islande, aux États-Unis et au Chili. La société détient la propriété exclusive de 27 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 au 27 février 2019. La puissance nette représente la part proportionnelle de la puissance totale imputable à la société, en fonction de sa participation dans ces installations. La puissance restante est attribuable à la quote-part de propriété des partenaires. Une grande majorité des installations en exploitation de la société fonctionnent sous des CAÉ à prix fixe à long terme.

INSTALLATIONS EN EXPLOITATION AU 27 FÉVRIER 2019	
<b>Hydroélectrique</b>	
Puissance nette	798 MW
Puissance brute	1 181 MW
<b>Éolien</b>	
Puissance nette	1 138 MW
Puissance brute	1 629 MW
<b>Géothermique</b>	
Puissance nette	94 MW
Puissance brute	174 MW
<b>Solaire</b>	
Puissance nette	52 MW
Puissance brute	78 MW
<b>Total:</b>	
Puissance nette	2 082 MW
Puissance brute	3 062 MW

## Centrales hydroélectriques en exploitation

En date du 27 février 2019, la société détient des participations dans 37 centrales hydroélectriques en exploitation totalisant une puissance installée nette de 797 MW (puissance brute de 1 181 MW) dont 33 sont situées au Canada (9 dans la province de Québec, 3 en Ontario, 21 en Colombie-Britannique), une aux États-Unis et 3 au Chili. La majorité sont entièrement automatisées et peuvent être exploitées localement ou à distance.

Nom des centrales	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT (MWh)	Date de mise en service commercial	Expiration du CAÉ
<b>CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES AU QUÉBEC (CANADA)</b>					
Chaudière	24,0	100 %	116 651	1999	2019
Magpie	40,6	99,996 %	185 000	2007	2032
Montmagny	2,1	100 %	8 000	1996	2021
Portneuf – 1	8,0	100 %	40 822	1996	2021
Portneuf – 2	9,9	100 %	68 496	1996	2021
Portneuf – 3	8,0	100 %	42 379	1996	2021
Saint-Paulin	8,0	100 %	41 082	1994	2034
SM-1	8,5	50,01 %	166 500	1993	2043
Windsor	22,0			2002	2027
	5,5	100 %	31 000	1996	2036
<b>Total :</b>	<b>136,6</b>		<b>699 930</b>		

*Transfert de la propriété de la centrale lors de la résiliation des baux ou la fin (ou le renouvellement) des CAÉ à l'égard de certaines centrales décrites ci-dessus*

- Le CAÉ de la centrale Chaudière arrivera à la fin de sa durée initiale de 20 ans en mars 2019. La société a fait parvenir à Hydro-Québec son avis de renouvellement pour une période additionnelle de 20 ans. Des discussions sur les modalités de renouvellement sont en cours, conformément au processus de renouvellement du CAÉ initial.
- Le CAÉ de la centrale hydroélectrique SM-1 située au Québec a atteint la fin de sa durée initiale de 25 ans en décembre 2018. La société a fait parvenir à Hydro-Québec un avis de renouvellement automatique du CAÉ pour une durée additionnelle de 25 ans. Des discussions sur les modalités de renouvellement sont en cours conformément au processus de renouvellement du CAÉ initial.
- À l'expiration du bail en 2032, 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.
- Les centrales Portneuf sont soumises à un bail emphytéotique venant à échéance en décembre 2025, lequel peut être renouvelé pour une période additionnelle de 25 ans et 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 site de la centrale Saint-Paulin est soumis à un bail superficiaire venant à échéance en 2034. À l'expiration du bail de la centrale Saint-Paulin, la centrale Saint-Paulin et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du propriétaire bénéficiaire du terrain.
- Le site de la centrale Windsor et les forces hydrauliques sont soumis à un bail emphytéotique venant à échéance en 2036 et lors de l'expiration du bail emphytéotique, la centrale Windsor et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du propriétaire du terrain.



Nom des centrales	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT (MWh)	Date de mise en service commercial	Expiration du CAÉ
<b>CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES EN ONTARIO (CANADA)</b>					
Batawa	5,0	100 %	32 938	1999	2029
Glen Miller	8,0	100 %	41 606	2005	2025
Umbata Falls	23,0	49 %	109 101	2008	2028
<b>Total :</b>	<b>36,0</b>		<b>183 645</b>		

*Transfert de la propriété de la centrale lors de la résiliation des baux ou la fin (ou le renouvellement) des CAÉ à l'égard de certaines centrales décrites ci-dessus*

- À l'expiration du bail, la centrale Glen Miller sera transférée au locateur sans autre contrepartie.
- 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.

Nom des centrales	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT (MWh)	Date de mise en service commercial	Expiration du CAÉ
<b>CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES EN COLOMBIE-BRITANNIQUE (CANADA)</b>					
Ashlu Creek	49,9	100 %	265 000	2009	2039
Big Silver Creek	40,6	100 %	139 800	2016	2056
Boulder Creek	25,3	100 %	92 500	2017	2057
Brown Lake	7,2	100 %	51 800	1996	2058 <sup>1)</sup>
Douglas Creek	27,0	50,0024 %	92 610	2009	2049
East Toba	147	40 %	468 222	2010	2045
Fire Creek	23,0	50,0024 %	94 175	2009	2049
Fitzsimmons Creek	7,5	100 %	33 000	2010	2050
Jimmie Creek	62,0	51 %	166 512	2016	2056
Kwoiek Creek	49,9	50 %	223 400	2014	2054
Lamont Creek	27,0	50,0024 %	105 173	2009	2049
Miller Creek	33,0	100 %	102 795	2003	2023
Montrose Creek	88,0	40 % <sup>2)</sup>	245 871	2010	2045
Northwest Stave River	17,5	100 %	63 300	2013	2053
Rutherford Creek	49,9	100 %	180 000	2004	2024
Stokke Creek	22,0	50,0024 %	87 990	2009	2049
Tipella Creek	18,0	50,0024 %	69 942	2009	2049
Tretheway Creek	21,2	100 %	81 000	2015	2055
Upper Lillooet River	81,4	100 %	334 000	2017	2057
Upper Stave River	33,0	50,0024 %	144 406	2009	2049
Walden North	16,0	51 %	35 000	1993	2058 <sup>1)</sup>
<b>Total :</b>	<b>846,4</b>		<b>3 076 497</b>		

1. Le renouvellement du CAÉ Brown Lake et du CAÉ Walden est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2018 pour une durée additionnelle de 40 ans et doit être approuvé par la commission des services publics de la Colombie-Britannique.

Transfert de la propriété de la centrale lors de la résiliation des baux ou la fin (ou le renouvellement) des CAÉ à l'égard de certaines centrales décrites ci-dessus

- 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.
- Au 60<sup>e</sup> 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.
- Au 60<sup>e</sup> anniversaire de la date de mise en service commercial de la centrale Tipella Creek, la propriété de celle-ci sera transférée à la PND sans autre contrepartie.
- Quarante ans après la date de mise en service commercial de la centrale Kwoiek Creek, 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 coûts d'exploitation.
- À l'expiration du CAÉ de la centrale Tretheway Creek, la société transférera une participation de 50 % dans la centrale à la Bande indienne Chehalis.
- En 2056, la société vendra à Cayoose Creek Development Corporation 50 % des parts ordinaires qu'elle détient dans Cayoose Creek Power Limited Partnership pour 1 \$ ainsi que ses participations dans le commandité, Cayoose Creek Power Inc.
- Après 35 ans d'exploitation des centrales East Toba et Montrose Creek, l'intérêt financier de la société augmentera de 40 % à 51 % sans contrepartie supplémentaire et à ce moment, l'intérêt financier d'Axium Toba Montrose Holding Inc. diminuera de 60 % à 49 %.
- Aux termes du Impacts and Benefits Agreement, à tout moment entre la 36<sup>e</sup> et 50<sup>e</sup> année après la mise en service commercial, pour les centrales East Toba, Montrose Creek et Jimmie Creek, les groupes des Premières Nations pourront exercer leurs options d'acquérir un intérêt nominal dans la société en commandité qui détient ces projets.
- La société est indirectement propriétaire d'une participation de 50,0024 % dans les centrales hydroélectriques au fil de l'eau en exploitation Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River qui ont une puissance 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.

Nom des centrales	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT (MWh)	Date de mise en service commercial	Expiration du CAÉ
<b>CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE SITUÉE DANS L'ÉTAT DE L'IDAHO (ÉTATS-UNIS)</b>					
Horseshoe Bend	9,5	100 %	46 800	1995	2030
<b>Total :</b>	<b>9,5</b>		<b>46 800</b>		
<b>CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SITUÉES AU CHILI</b>					
Guayacán	12.0	34,7%	68 200	<b>2010</b>	2021
Mampil	55.0	50,0%	144 430	<b>2001</b>	2020
Peuchén	85.0	50,0%	188 620	<b>2001</b>	2020
<b>Total :</b>	<b>152,0</b>		<b>401 250</b>		

## Parcs éoliens en exploitation

Au 27 février 2019, la société détient des participations dans 25 parcs éoliens en exploitation d'une puissance installée nette globale de 1 138,1 MW (puissance brute de 1 629,4 MW) dont 8 sont situés au Canada (7 dans la province de Québec et 1 en C.-B.), 15 en France et 2 aux États-Unis.

Nom des parcs éoliens	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT (MWh)	Date de mise en service commercial	Expiration du CAÉ
<b>PARCS ÉOLIENS SITUÉS AU QUÉBEC (CANADA)</b>					
Baie-des-Sables	109,5	100 %	293 400	2006	2026
Carleton	109,5	100 %	334 500	2008	2028
Gros-Morne	211,5	100 %	639 000	2011 2012 <sup>1)</sup>	2032
L'Anse-à-Valleau	100,5	100 %	291 700	2007	2027
Mesgi'g Ujju's'n	150,0	50 %	562 500	2016	2036
Montagne Sèche	58,5	100 %	190 500	2011	2031
Viger-Denonville	24,6	50 %	72 400	2013	2033
<b>Total :</b>	<b>764,1</b>		<b>2 384 000</b>		

1) La construction du parc éolien Gros-Morne a été réalisée en deux phases. La phase I de 100,5 MW a été mise en service commercial en 2011 et la phase II de 111 MW en 2012.

Nom des parcs éoliens	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT (MWh)	Date de mise en service commercial	Expiration du CAÉ
<b>PARC ÉOLIEN SITUÉ EN COLOMBIE-BRITANNIQUE (CANADA)</b>					
Dokie1	144	25,5 %	302 984	2011	2036
<b>Total :</b>	<b>144</b>		<b>302 984</b>		

<b>PARCS ÉOLIENS SITUÉS EN FRANCE</b>					
Nom des parcs éoliens	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT (MWh)	Date de mise en service commercial	Expiration du CAÉ
Antoigné	8,0	69,55 %	16 000	2010	2025
Beaumont	25,0	69,55 %	47 100	2015	2030
Bois d'Anchat	10,0	69,55 %	22 000	2014	2029
Bois des Cholletz	11,8	69,55 %	21 800	2015	2030
Les Renardières	21,0	69,55 %	52 427	2017	2032
Longueval	10,0	69,55 %	18 350	2009	2024
Montjean	12,0	69,55 %	36 400	2016	2031
Plan Fleury	22,0	69,55 %	65 266	2017	2032
Porcien	10,0	69,55 %	19 050	2009	2024
Rougemont-1	36,1	69,55 %	84 720	2017	2032
Rougemont-2	44,5	69,55 %	100 340	2017	2032
Theil-Rabier	12,0	69,55 %	37 600	2016	2031
Vaite	38,9	69,55 %	93 140	2017	2032
Vallottes	12,0	69,55 %	25 100	2010	2025
Yonne	44,0	69,55 %	100 400	2017	2032
<b>Total :</b>	<b>317,3</b>		<b>739 693</b>		

## PARCS ÉOLIENS SITUÉS AUX ÉTATS-UNIS

Flat Top <sup>1)</sup>	200,0	51%	872 500	2018	2031
Shannon <sup>2)</sup>	204,0	50 %	713 806	2016	2029
<b>Total :</b>	<b>404,0</b>		<b>1 586 306</b>		

1) Ici et ailleurs, les participations dans le parc éolien Flat Top correspondent à la tranche de la participation de parrain de la société. La société exploite et détient une participation de parrain de 51 % dans le parc éolien Flat Top, le reste de la participation de parrain de 49 % et la participation fiscale sont détenues par des tiers.

2) Ici et ailleurs, la participation dans le parc éolien Shannon correspond à la tranche de la participation de parrain de la société. La société exploite et détient une participation de parrain de 50 % dans le parc éolien Shannon, le reste de la participation de parrain de 50 % et la participation fiscale sont détenues par des tiers.

## Parcs solaires en exploitation

Au 27 février 2019, la société détient des participations dans 4 parcs solaires d'une puissance installée nette globale de 52,3 MW (puissance brute de 77,5 MW) dont 1 est situé au Canada (dans la province d'Ontario), 2 aux États-Unis et 1 au Chili.

Nom des parcs solaires	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT (MWh)	Date de mise en service commercial	Expiration du CAÉ
<b>PARC SOLAIRE SITUÉ EN ONTARIO (CANADA)</b>					
Stardale	27	100 %	37 102	2012	2032
<b>Total :</b>	<b>27</b>		<b>37 102</b>		

<b>PARCS SOLAIRES SITUÉS AUX ÉTATS-UNIS</b>					
Kokomo <sup>1)</sup>	6	90 %	9 748	2016	2036
Spartan <sup>1)</sup>	10,5	100 %	14 788	2017	2042
<b>Total :</b>	<b>16,5</b>		<b>24 536</b>		

1) Ici et ailleurs, les participations dans Kokomo et Spartan correspondent à la tranche de la participation de parrain de la société. La société exploite et détient une participation de parrain de 100 % dans le parc solaire Spartan, la participation fiscale étant détenue par un tiers. La société exploite et détient une participation de parrain de 90 % dans le parc solaire Kokomo, le reste de la participation de parrain et la participation fiscale étant détenues par des tiers.

Nom du parc solaire	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT (MWh)	Date de mise en service commercial	Expiration du CAÉ
<b>PARC SOLAIRE SITUÉ AU CHILI</b>					
Pampa Elvira	34,0	27,5	52 360	2013	2023
<b>Total :</b>	<b>34,0</b>		<b>52 360</b>		

## Centrales géothermiques en exploitation

Au 27 février 2019, la société détient des participations dans 2 centrales géothermiques en exploitation d'une puissance installée nette globale de 93,8 MW (puissance brute de 174 MW) situées en Islande.

Nom des centrales géothermiques	Puissance brute (MW)	Participation	Production estimative MLT (MWh)	Date de mise en service commercial	Expiration du CAÉ
<b>CENTRALES GÉOTHERMIQUES SITUÉES EN ISLANDE</b>					
Reyjanes (1&2)	100	53,9 %	709 560	2006	2026
Svartsengi	74	53,9 %	569 400	1978	2019
<b>Total :</b>	<b>174</b>		<b>1 278 960</b>		

*Transfert de la propriété de la centrale lors de la résiliation des baux ou la fin (ou le renouvellement) des CAÉ à l'égard de certaines centrales décrites ci-dessus*

- Un CAÉ de 12 MW pour la centrale Svartsengi expire en 2019 et ne sera pas renouvelé. La production de la centrale Svartsengi sera vendue sur le marché de l'électricité ou dans le cadre de nouveaux CAÉ, qui n'ont pas été garantis à la date de la présente notice annuelle.

## Projets en développement

Au 27 février 2019, la société détenait des participations dans 8 projets en développement, dont 3 sont en construction, qui représentent une puissance installée nette estimative globale de 900 MW (puissance brute 982,3 MW). Tous les projets en développement sont présentés dans le tableau suivant et sont plus amplement décrits ci-après :

*En construction*

Pays	Projets	Puissance installée brute prévue (MW)	Participation	Production brute estimative MLT <sup>1)</sup> (MWh)	Date de mise en service commercial prévue	Expiration du CAÉ <sup>2)</sup>
<b>Projet hydroélectrique</b>						
Islande	Brúarvirkjun	10	53,9 %	80 000	2020	Divers
<b>Projet éolien</b>						
États-Unis	Foard City <sup>3)</sup>	352,8	100 %	- <sup>3)</sup>	2019	2031
<b>Projet solaire</b>						
États-Unis	Phoebe	250	100%	738 000	2019	2031
<b>Total :</b>		<b>612,8</b>		<b>818 000</b>		

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 ».

2) Un mélange de contrats commerciaux et de détail à court et long termes.

3) Le projet éolien Foard City connaît des retards dans l'obtention de permis spécifiques qui pourraient avoir une incidence sur la taille du projet, la PMLT brute estimée et sa date de mise en service commercial qui a été reportée au quatrième trimestre de 2019.

### Projet hydroélectrique

#### Projet Brúarvirkjun (Islande - propriété de 53,9 %)

##### *Description*

Le projet Brúarvirkjun est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau avec une puissance installée prévue de 10 MW située sur la Túngufljót River en Islande. Ce projet a été acquis dans le cadre de l'acquisition d'Alterra. La première phase de la construction a débuté en août 2017 et des travaux de construction majeurs sont maintenant en cours avec une mise en service commerciale prévue au début de 2020. HS Orka hf (« **HS Orka** »), qui est détenue par la société à 53,9 %, détient un intérêt de 100 % dans le projet Brúarvirkjun.



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

En 2016, le projet Brúarvirkjun a achevé son évaluation des incidences sur l'environnement. Les droits d'utilisation d'eau, les contrats de terrains et les permis d'exploration sont également en place.

#### *Contrat d'achat d'électricité*

Le projet Brúarvirkjun vendra l'énergie qu'il produit à diverses parties dans le cadre des contrats de HS Orka et sur le marché libre.

### **Projet éolien**

#### Projet éolien Foard City (États-Unis – participation de 100 %)

##### *Description*

Le projet éolien Foard City, basé au Texas, a été acquis au premier trimestre de 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra. Le projet a conclu un contrat d'achat d'électricité de 12 ans portant sur 300 MW de la puissance de 352,8 MW, dont les ventes commenceront lorsque la centrale sera mise en service commercial. La date de mise en service commercial prévue pour le projet a été reportée au quatrième trimestre de 2019 et pourrait être retardée davantage si, entre autres, la détermination de l'absence de danger (*Determination of No Hazard*) n'est pas délivrée par la Federal Aviation Administration de la manière décrite ci-après.

##### *Droits d'utilisation des sites*

En date des présentes, la plupart des propriétaires fonciers ont consenti à accorder un droit d'accès à leur propriété (de nouvelles parcelles de terrain potentiellement nécessaires pour le projet) afin d'effectuer les travaux d'enquête nécessaires pour confirmer la pertinence du développement du projet éolien sur ces parcelles de terrain. Les travaux d'arpentage de ces parcelles sont en cours. Foard City Wind, LLC attend également la publication par la Federal Aviation Administration d'une détermination de l'absence de danger concernant certains sites d'éoliennes. En date des présentes, la plupart des travaux de construction prévus sont en cours sur le site.

##### *Contrat d'achat d'électricité*

Le projet a un CAÉ d'une durée de 12 ans pour une puissance de 300 MW pour lequel les ventes débiteront lorsque l'installation sera mise en service commercial.

### **Projet solaire**

#### Projet solaire Phoebe (États-Unis – participation de 100 %)

##### *Description*

Le projet solaire Phoebe est un projet solaire photovoltaïque de 250 MW<sub>AC</sub> situé dans le comté de Winkler, au Texas. La mise en service commercial du projet est prévue au troisième trimestre de 2019.

##### *Droits d'utilisation des sites*

Tous les droits fonciers nécessaires ont été obtenus aux termes de baux à long terme et le projet solaire Phoebe est en construction.

##### *Contrat d'achat d'électricité*

Le projet solaire Phoebe vendra 100 % de sa production au réseau électrique d'ERCOT et recevra un prix fixe sur 89 % de son énergie produite dans le cadre d'un CAÉ d'une durée de 12 ans.

## **Autres projets en développement**

Pays	Projets	Puissance installée brute estimative (MW)	Participation	Date de mise en service commercial prévue
<b>Projets hydroélectriques</b>				
Chili	Frontera	109	37,5 %	2022
Chili	El Canelo	16	35 %	2021
<b>Projets solaires</b>				
États-Unis	Hillcrest	200	100 %	2020
États-Unis	Hale Kuawehi	30	100 %	2022
États-Unis	Paeahu	15	100 %	2022
<b>Total :</b>		<b>370</b>		

## Projets hydroélectriques

### Projet Frontera (Chili - participation de 75 % d'Energia Llaima)

Le projet Frontera est un projet hydroélectrique au fil de l'eau avec une puissance installée prévue de 109 MW situé sur le fleuve Bíobío, à 500 km au sud de Santiago, Chili. L'avis de procéder à la construction devrait être émis en 2019 pour une date de mise en service commercial en 2022. Le projet Frontera a obtenu la plupart des droits et permis requis pour procéder à la construction, y compris les approbations techniques et environnementales.

### Projet El Canelo (Chili - participation de 70 % d'Energia Llaima)

Le projet El Canelo est un projet hydroélectrique au fil de l'eau avec une puissance installée prévue de 16 MW situé à Coyanco sur le fleuve Maipo, Chili. L'avis de procéder à la construction devrait être émis en 2019 pour une date de mise en service commercial en 2022. Le projet El Canelo doit faire l'objet d'une refonte pour tenir compte de diverses contraintes, ce qui retarde l'obtention des permis en cours.

## Projets solaires

### Projet Hillcrest (États-Unis - participation de 100 %)

En date de la présente notice annuelle, le projet Hillcrest est un projet solaire de 200 MW<sub>AC</sub> situé dans le comté de Brown, dans l'État de l'Ohio (États-Unis). Le projet a mené à bien le processus d'autorisation de l'Ohio Power Siting Board et a obtenu le certificat nécessaire de l'Environmental Compatibility and Public Need to Construct an Electric Generation Facility. Des ententes de services d'interconnexion ont été conclues, un avis complet de procéder à la construction devrait être reçu au cours du quatrième trimestre de 2019, ce qui permettrait une mise en service commercial au quatrième trimestre de 2020. Plusieurs discussions sont avancées avec la société au sujet de la vente de l'électricité produite par le projet dans le cadre d'un contrat de vente d'énergie à long terme.

### Projet Hale Kuawehi (États-Unis - participation de 100 %)

Le projet Hale Kuawehi est un projet d'énergie solaire de 30 MW<sub>AC</sub>, avec un stockage de 120 MWh dans des batteries, situé sur l'île d'Hawaii, dans l'État d'Hawaii. En janvier 2019, la société a conclu un CAÉ d'une durée de 25 ans pour l'énergie distribuable, qui prévoit un prix fixe avec Hawaii Electric Light Company pour l'électricité qui sera produite au projet Hale Kuawehi. La mise en service commercial du projet est prévue en 2022. L'entente est assujettie à l'approbation de la Public Utilities Commission of Hawaii, laquelle n'a pas été obtenue à la date des présentes.

### Projet Paeahu (États-Unis - participation de 100 %)

Le projet Paeahu est un projet d'énergie solaire de 15 MW<sub>AC</sub>, avec un stockage de 60 MWh dans des batteries, situé sur l'île de Maui, dans l'État d'Hawaii. En janvier 2019, la Société a conclu un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 25 ans pour l'énergie distribuable, qui prévoit un prix fixe avec Maui Electric Company pour l'électricité qui sera produite au projet Paeahu. La mise en service commercial du projet est prévue en 2022. L'entente est assujettie à l'approbation de la Public Utilities Commission of Hawaii, laquelle n'a pas été obtenue à la date des présentes.

## Projets potentiels

Au 27 février 2019, tous les projets potentiels, qui représentent une puissance installée brute combinée potentielle de 8 147 MW, sont à différents stades de développement. Certains projets potentiels visent des DDP actuelles et futures. D'autres projets potentiels sont maintenus ou se poursuivent et 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 au Canada ou dans d'autres pays comme la France, les États-Unis, le Chili et l'Islande. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des projets potentiels sera réalisé.

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

## Actifs incorporels

Les actifs incorporels de la société se composent principalement de divers CAÉ, permis et licences. La société a déclaré 925,1 millions de dollars en actifs incorporels au 31 décembre 2018. 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\$)	Production d'énergie géothermique (M\$)	Développement de sites (M\$)	Total (M\$)
Valeur nette au 31 décembre 2018	389,4	304,1	7,6	197,6	26,4	925,1

## 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 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 2018, la société comptait 360 employés. Ce personnel comprend 173 employés affectés aux activités d'exploitation et à l'entretien, 57 employés au développement et à la construction et 130 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 efficace de consultants externes, au besoin.

## Les politiques de protection sociale et environnementale

Le respect de l'environnement et l'équilibre entre les intérêts véritables de ses collectivités hôtes, de ses partenaires et de ses investisseurs sont au cœur de la stratégie de développement de la société. Innergex est un producteur indépendant chef de file canadien de l'énergie renouvelable engagé à produire exclusivement de l'énergie renouvelable. 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, régis de façon éthique et économiquement viables.

Notre croissance est solidement ancrée dans notre vision à long terme et 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 politique sur la santé, sécurité et environnement* - La société a adopté et mis en œuvre un code de conduite et une politique sur la santé, sécurité et environnement. Ce code et cette politique ont été communiqués aux employés et au conseil d'administration 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 lors de leur nomination ou embauche et par la suite, annuellement.

L'objectif du code de conduite est de fournir des lignes directrices pour s'assurer que la réputation d'intégrité d'Innergex et la bonne citoyenneté d'entreprise soient maintenues grâce à l'adhésion à des normes éthiques élevées, soutenues par des relations ouvertes et honnêtes parmi les employés, actionnaires, administrateurs, fournisseurs, communautés d'accueil, partenaires et autres parties prenantes.

Le code de conduite, tel que complété par les politiques et lignes directrices adoptées par le conseil d'administration 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.

Le code de conduite en combinaison avec la politique pour un milieu de travail sans harcèlement, violence et intimidation de la société, adoptée le 13 novembre 2018 par la société, vise également à prévenir le harcèlement et l'intimidation sur le lieu de travail et à favoriser un environnement de travail sans discrimination. Le code de conduite aborde également les situations telles que les conflits d'intérêts, les mesures de lutte contre la corruption, tel que complété par les lignes directrices anti-corruption et anti-pots-de-vin, adoptées le 13 novembre 2018, par la société, en plus d'aborder d'autres questions importantes pour la société, comme le maintien de la sécurité de l'information.

*Protection de l'environnement* - 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.

*Santé et sécurité* - 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. Les rapports de développement durable d'Innergex peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse [www.innergex.com](http://www.innergex.com) sous la rubrique « Durabilité ».

## GESTION DES RISQUES

Innergex s'est engagée à adopter de solides pratiques proactives en matière de gouvernance et de surveillance des risques, appuyées par le conseil d'administration et les membres de la direction.

Le conseil d'administration a la responsabilité d'examiner et d'évaluer les risques importants associés à l'entreprise de la société qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la société, ses activités, sa situation financière ou sa réputation. Plus particulièrement, le conseil d'administration s'assure que la société a mis en place des systèmes pour repérer, gérer et surveiller efficacement les principaux risques associés à ses activités et pour atténuer ou réduire leurs impacts négatifs potentiels. La supervision de certains risques peut être déléguée à certains comités du conseil qui rendent compte au conseil d'administration.

La responsabilité de la gestion des risques est partagée dans l'ensemble de l'organisation à partir de chaque secteur d'activité. La surveillance des risques s'exerce également au niveau des filiales en exploitation de la société, afin de s'assurer que les risques sont gérés efficacement à tous les niveaux de sa structure corporative. Les nouveaux risques ou les risques importants sont déterminés et font l'objet de rapports avec les plans d'atténuation et la tolérance au risque liée à ces risques est communiquée et discutée à tous les niveaux de la structure d'entreprise d'Innergex.

Les risques qui ont été identifiés, qui peuvent toucher certains aspects des activités de la société ou qui sont rencontrés dans le processus décisionnel, sont présentés au conseil d'administration à chaque réunion, soit par ses comités ou les dirigeants de la société. Ces risques sont présentés au conseil d'administration en fonction de la conjoncture, de la stratégie et de la tolérance au risque et dans le cadre de toute opération proposée présentée au conseil d'administration. Le conseil joue un rôle actif en discutant de la gestion des risques avec ses comités afin de s'assurer que les risques sont bien cernés, évalués et gérés efficacement à tous les niveaux des activités de la société. L'audit interne est un outil supplémentaire pour valider l'efficacité et l'efficience de la gestion des risques dans tous les aspects de l'entreprise de la société.

La société maintient des politiques et un code de conduite applicables à tous les administrateurs, dirigeants et employés de la société et de ses filiales. Ces politiques et ce code de conduite sont revus au moins une fois par année par le conseil d'administration. Ces politiques et le code de conduite visent à promouvoir une saine gestion des risques dans l'ensemble de la société, à déléguer adéquatement les pouvoirs à ses dirigeants et à fixer les limites des autorisations requises pour approuver et exécuter certaines opérations commerciales. Dans le cadre de ces politiques, les dirigeants de la société ont la responsabilité de maintenir une communication efficace avec le conseil d'administration et les employés de la société, afin de mettre en œuvre et de promouvoir une culture de gestion efficace des risques dans toutes les activités de la société. Par le biais d'une planification stratégique approuvée par le conseil d'administration, les dirigeants ont également la responsabilité d'évaluer les activités de gestion des risques et de les harmoniser avec les paramètres de tolérance au risque de la société, adoptés par le conseil d'administration.

La surveillance de la gestion des risques exercée par le conseil d'administration vise à s'assurer que les risques sont cernés, réduits et atténués, si possible. Toutefois, ces risques ne peuvent pas toujours être repérés ou complètement éliminés des activités de 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 pas une liste exhaustive et ne constitue 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 renouvelable 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 renouvelable de grande qualité à des prix attrayants pour poursuivre sa croissance. De plus, cette stratégie peut exiger la cession par la société de certains actifs, la poursuite de nouvelles occasions, le soutien ou la réalisation des avantages d'acquisitions réalisées ou futures, la mobilisation de capitaux supplémentaires et/ou la réduction des dettes de la société.

La mise en œuvre de cette stratégie exige une appréciation commerciale prudente, doit être réalisée au moment opportun et les ressources nécessaires pour effectuer le développement d'installations de production d'énergie ainsi qu'une évaluation précise des actifs de la société et de la valeur qu'elle recevrait en échange de leur cession. La société peut sous-estimer les coûts liés au développement des installations de production d'énergie jusqu'à leur mise en service commercial, peut être incapable d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions à ses activités existantes, peut évaluer de façon inexacte la valeur de ses actifs ou être incapable de trouver un acquéreur à cet égard d'une manière qui appuie en temps opportun la stratégie de la société.

### **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 par la société au moyen de l'encaisse générée par ses installations en exploitation, d'emprunts ou d'émissions et de ventes 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 porteurs des actions ordinaires de la société et une incidence négative sur le cours des actions ordinaires de la société.

### **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 et contrats de change. 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 ou du prix du marché de l'électricité. La société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

### **Variations des régimes hydrologiques, éoliens, des ressources géothermiques et de l'irradiation solaire**

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. Les ressources géothermiques par leur nature se détériorent au fil du temps. Il n'existe aucune garantie qu'il y aura suffisamment de fluides géothermiques pour maintenir la ressource ou que production d'énergie va permettre le maintien de la ressource tel que prévu actuellement. 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 de l'irradiation solaire aux parcs solaires de la société sur une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de cette centrale ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la société. Les variations des régimes hydrologiques, éoliens, des ressources géothermiques et de l'irradiation solaire et leur prévisibilité peuvent également être touchés par les changements climatiques qui peuvent provoquer des changements imprévus dans les tendances historiques.

### **Délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets**

Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des projets en développement, le développement et la construction 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.

### **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 diverses formes de CAÉ (détenus par la société ou les services publics) 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 ou des négociations bilatérales. Au cours de ces processus et négociations, 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, que la société aura du succès dans de telles négociations ou que des CAÉ existants soient renouvelés ou le seront moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.



### **Fluctuations touchant les prix de l'énergie éventuels**

Si la société est incapable d'obtenir ou de renouveler des CAÉ pour ses actifs en développement, ou de maintenir ou de renouveler les CAÉ pour ses actifs productifs ou contrat de vente pour 100 % de la production, la société peut être contrainte de vendre l'électricité produite au prix du marché. Bien que la majorité de la production du parc éolien Shannon et du parc éolien Flat Top soit vendue, y compris celle du projet solaire Phoebe lorsqu'il sera achevé, conformément à des CAÉ à long terme, la production qui n'est pas vendue sous un contrat à long terme de couverture énergétique est et sera assujettie aux prix des marchands. Si la société est incapable de produire suffisamment d'énergie pour satisfaire à ses obligations contractuelles en vertu des CAÉ, la société sera obligée d'acheter de l'énergie provenant de tiers aux prix des marchands. Si le point de règlement des contrats à long terme de couverture énergétique (une forme de CAÉ) de la société diffère du point d'interconnexion, les ventes d'électricité en vertu de cette couverture énergétique seront assujetties aux risques de localisation. Cette différence potentielle de tarification est désignée comme étant « un différentiel de base ». Selon les particularités spécifiques aux couvertures énergétiques, un grand différentiel de base pourrait obliger la société à acheter de l'énergie de tiers aux prix des marchands, ou compléter autrement le différentiel de base au fournisseur de couverture énergétique. Les ventes d'électricité sous des couvertures énergétiques doivent également être vendues en blocs de périodes horaires. Si la production de la société au sein d'un bloc donné est insuffisante pour satisfaire à ses engagements contractuels, elle pourrait être tenue d'acheter l'électricité d'un tiers aux prix des marchands afin de respecter ses engagements. Ce risque potentiel est désigné comme étant « risque de forme ».

Le prix du marché de l'électricité dans des territoires individuels peut être volatil et peut être incontrôlable. Si le prix de l'électricité devait baisser significativement, dans chacun des cas décrits ci-dessus, les perspectives économiques de l'exploitation des propriétés qui dépendent, en tout ou en partie, des prix des marchands, comme le parc éolien Shannon, le parc éolien Flat Top, la centrale Miller Creek, ou des propriétés en développement dans lesquelles la société détient une participation, pourraient être considérablement réduites ou non rentables. Une diminution importante de ces prix, ou une réduction non importante de ces prix avec l'impact de l'ensemble des risques décrits ci-dessus, pourrait avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la société, en particulier, à l'égard du projet éolien Shannon.

### **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, telles que le niveau sonore et d'autres restrictions opérationnelles, 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 faisabilité, à leur acceptabilité sociale et à la rentabilité future que les installations en exploitation existantes 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 ou autres taxes applicables. La société est tenue, dans certains cas, d'avancer des fonds et de déposer des cautionnements d'exécution pendant 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 déboursier 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.

### **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. La société est également exposée aux risques liés à la fluctuation des taux d'intérêt et au refinancement, qui pourraient avoir une incidence sur la capacité de la société à mobiliser des capitaux supplémentaires.

### **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 financement, 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.

#### **Possibilité que la société ne déclare pas 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.

#### **Impossibilité de réaliser les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures**

La société est d'avis que les acquisitions réalisées et futures (notamment l'acquisition d'Alterra, l'acquisition des parcs éoliens Cartier, l'acquisition d'Energia Llaima et l'acquisition du projet solaire Phoebe) lui apporteront des avantages. Cependant, il y a un risque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus ne se matérialise pas ou ne se matérialise pas dans les délais prévus par la direction de la société. La réalisation de ces avantages peut être touchée par un certain nombre de facteurs, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de la société.

#### **Intégration des acquisitions réalisées et futures**

L'intégration des acquisitions d'entreprises et/ou de projets réalisées et futures (y compris l'acquisition d'Alterra, l'acquisition d'Energia Llaima, l'acquisition du projet solaire Phoebe et l'acquisition des parcs éoliens Cartier) et de leurs activités, employés et dirigeants, opérations et installations respectifs peut entraîner des défis importants et la direction de la société pourrait être incapable de mener à bien l'intégration avec succès ou pourrait être tenue d'investir des sommes importantes ou de consacrer d'autres ressources. Pour les acquisitions réalisées et futures, rien ne garantit que la direction sera en mesure d'intégrer avec succès les équipes, les activités et les installations qui font partie de ces acquisitions ou de bénéficier pleinement de tous les avantages attendus de ces acquisitions.

#### **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 gouvernementales. Plusieurs gouvernements ont mis en place des normes de portefeuille, crédit d'impôt et autres incitatifs 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.

#### **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, à l'IESO, à Électricité de France et 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 avoir une incidence défavorable sur ses produits d'exploitation et sa rentabilité.

#### **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, notamment 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, notamment celles indiquées à la rubrique « Poursuites et application de la loi ». 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, les contrats d'interconnexion avec générateur conclus avec des services publics et autres fournisseurs de services d'interconnexion pour l'infrastructure de transmission et le droit à l'interconnexion de tels projets, aux termes desquels chacun comporte qu'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 et autres tiers. 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, entrepreneur ou fournisseurs de transmission 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 ou des couvertures énergétiques.

### **Acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable**

L'acceptabilité 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'acceptabilité 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 communautés autochtones 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.

### **Exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires**

La société est assujettie à différentes formes d'imposition dans divers territoires partout dans le monde, notamment l'impôt sur le revenu, la retenue d'impôt, l'impôt sur le capital, l'impôt foncier, les taxes de vente, les taxes sur les transferts et droits de mutation et les cotisations et charges sociales, qui peuvent être modifiés ou peuvent entraîner des désaccords avec les autorités fiscales concernant l'application de la législation fiscale. La législation fiscale et l'administration des impôts et taxes sont extrêmement complexes et exigent souvent de la société qu'elle prenne des décisions subjectives. Le calcul des impôts et taxes comporte de nombreux facteurs, y compris l'interprétation de la

législation fiscale dans divers territoires où la société est ou pourrait devenir visée par des cotisations fiscales. L'estimation des actifs, des passifs, des recouvrements et des dépenses liés à l'impôt faite par la société comporte d'importantes hypothèses, qui comprennent, notamment les taux d'imposition dans divers territoires, l'incidence des conventions fiscales entre les territoires et les projections relatives au revenu imposable. Dans la mesure où ces hypothèses diffèrent des résultats réels, la société pourrait devoir inscrire des charges d'impôt et obligations fiscales supplémentaires, y compris l'intérêt et les pénalités.

#### **Changements dans la conjoncture économique générale**

Des changements dans la conjoncture économique en général pourraient avoir une incidence sur l'évaluation de la valeur des actifs de la société, ce qui pourrait avoir une incidence sur sa capacité de réunir des capitaux, notamment par le financement, le refinancement, la cession de certains actifs ou, en général, sur sa capacité d'exécuter sa stratégie. De plus, 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 projetés 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, étatique 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 diverses formes de CAÉ**

L'énergie produite par la société est en grande partie vendue aux termes de plusieurs conventions d'achat d'électricité à long terme et dans certain cas, des couvertures énergétiques et contrats de détail commerciaux ou industriels. Si, pour toute raison, l'un des acheteurs de l'énergie aux termes de ces CAÉ ou des instruments dérivés énergétiques est incapable de respecter ses obligations contractuelles aux termes du CAÉ ou des instruments dérivés énergétiques 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 ou un instrument dérivé énergétique 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 ou une couverture énergétique respectifs, la société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ ou à la couverture énergétique 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, une capacité de transport insuffisante ou des délais dans la construction aurait une incidence défavorable importante sur la capacité de la société de livrer l'électricité à ses diverses contreparties ou pour le point d'interconnexion, ce qui aurait une incidence sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la société.

### **Risques liés à la croissance et au 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 réglementation 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.

### **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. Notre travail de développement et d'exploitation au Canada, France, aux États-Unis, en Islande et en Amérique Latine nous expose aux fluctuations des devises étrangères.

Certains de nos produits et les coûts sont libellés en dollars US ou pourraient être libellés en devises autres que le dollar canadien. Des fluctuations des cours du change peuvent influencer 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 aux variations nettes des cours du change par ses investissements, ses coûts d'exploitation et ses 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.

### **Augmentation des redevances 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 changent la manière dont ils réglementent l'approvisionnement en eau ou l'application de tels règlements (notamment les gouvernements du Québec, de la Colombie-Britannique, de l'Ontario, de l'Idaho aux États-Unis, de l'Islande et du Chili) où la société a des installations hydroélectriques en exploitation, 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, géothermiques et solaires et de la production d'électricité connexe**

La force et la constance des ressources hydroélectriques, éoliennes, géothermiques 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 hydrologique, vent, géothermique ou solaire recueillies pour un site particulier reflètent exactement la vitesse du vent, le cours d'eau, les ressources géothermiques et le rayonnement solaire à long terme; ii) la mesure dans laquelle les données historiques reflètent exactement la force et la constance futures de l'eau, du vent, du géothermique et du soleil; iii) l'intensité de la corrélation entre les données sur l'eau, le vent, géothermique et le soleil propres à un site et les données régionales à plus long terme; iv) l'incidence éventuelle des facteurs climatiques et des changements 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, réalimentation et entretien des ressources géothermiques 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.

### **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), des défauts du matériel ou un autre événement imprévu. 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, des cas de force majeure touchant nos actifs peuvent 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.

### **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, sa situation financière et ses 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.

### **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 la centrale Big Silver Creek (« 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 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 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 la centrale 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 la centrale Big Silver Creek. Par conséquent, le fait pour 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 certaines centrales varieront en fonction du prix du marché (ou au comptant) de l'électricité**

Étant donné que les prix de l'électricité achetée de certaines installations en exploitation varient selon le prix du marché de l'électricité (y compris celui pour la centrale Miller Creek qui se fonde sur une formule qui utilise le prix au comptant Platts Mid-C pour l'électricité), les produits de ces centrales sur le marché de l'électricité ou aux termes du CAÉ applicable varieront. Sans limiter la portée générale de ce qui précède, pour la centrale Miller Creek, 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.

### **Risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité du financement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal**

La société détient une participation dans des projets pour lesquels des activités sur place et hors site sont ou ont été effectuées afin d'être admissibles aux incitatifs fiscaux d'énergie renouvelable aux États-Unis (CIP ou CII). Il n'y a aucune garantie que les projets seront admissibles aux CIP ou CII, ou s'ils le sont, qu'ils seront admissibles pour la pleine valeur des CIP ou CII. Il ne peut y avoir aussi aucune garantie que les CIP ou CII seront toujours disponibles. Toute nouvelle règle, tout nouveau règlement ou d'autres lignes directrices fiscales promulgués aux États-Unis (tels que modifiés ou mis à jour de temps à autre, incluant les amendements adoptés à la fin de 2017) peuvent mettre en péril ou autrement nuire à l'efficacité de telles activités de projets sur place et hors site afin de rendre admissibles de tels projets pour la pleine valeur des CIP ou CII.

L'admissibilité des projets aux CIP ou CII est indispensable pour obtenir des financements par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal pour des projets éoliens. L'impossibilité de rendre admissibles les projets aux CIP ou CII, en tout ou en partie, aurait une incidence néfaste sur les options de financement pour ces projets. Si l'admissibilité d'un projet pour les CIP ou CII n'est pas obtenue, il pourrait y avoir une dépréciation significative de l'investissement de la société dans ce projet.

D'autres mesures gouvernementales pourraient être prises pouvant, directement ou indirectement, restreindre la capacité de la société de lever des financements par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal. Par exemple, suite à la réforme fiscale adoptée à la fin de 2017, les taux d'imposition inférieurs pour les sociétés aux États-Unis pourraient avoir une incidence sur le montant de l'investissement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal disponible pour certains projets ou d'une manière générale au marché, nuire à notre capacité d'obtenir des sommes suffisantes d'investissement par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal à des conditions et à des taux avantageux pour la société et ses projets.

### **Conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte**

Un certain nombre des principaux actifs de la société sont situés à l'étranger. Bien que les environnements d'exploitation dans ces territoires soient considérés favorables par rapport à ceux d'autres pays, il y a encore des risques économiques, sociaux et politiques liés à l'exploitation à l'étranger. Ces risques incluent, notamment, le terrorisme, la prise d'otage, la guerre, des troubles civils ou la répression militaire, l'expropriation, le rapatriement ou la nationalisation sans compensation adéquate, des fluctuations extrêmes des taux de change, des taux élevés d'inflation et des conflits de travail, ou l'annulation ou la renégociation des concessions, licences, permis et contrats existants, la difficulté à faire valoir des jugements dans de tels territoires, les changements aux régimes fiscaux et de redevances, les changements aux régimes de réglementation environnementale, l'instabilité politique locale, juridique et économique, le népotisme, les subventions visant les industries en concurrence avec les nôtres, de la difficulté à obtenir les principaux équipements et leurs composants, le contrôle des taux de changes et une législation favorable du pays hôte.

L'incertitude économique, sociale et politique du pays hôte peut naître à la suite d'un manque de soutien à nos activités dans les communautés locales à proximité de nos propriétés. Les changements aux ressources renouvelables, à l'énergie ou aux politiques d'investissement ou des changements dans les attitudes politiques peuvent également avoir une incidence défavorable sur les activités de la société. L'effet de ces facteurs ne peut être prévu avec exactitude. Bien que les effets de la concurrence augmentent la probabilité d'efficacité du marché et profiteront à nos propriétés, l'élimination des subventions relatives aux coûts de l'énergie peut augmenter l'incapacité des consommateurs utilisateurs finaux à payer et conduire à une opposition politique aux initiatives de privatisation et avoir un impact défavorable sur nos propriétés et opérations.

### **Risques liés aux ressources géothermiques**

Jusqu'à ce qu'une ressource géothermique soit accessible et testée par des puits de production, la température et la composition des fluides souterrains doivent être considérées comme des estimations seulement. En outre, les estimations quant au pourcentage de la chaleur que l'on peut s'attendre à récupérer à la surface et l'efficacité de la conversion de cette chaleur en énergie électrique sont assujetties à un certain nombre d'hypothèses y compris, sans s'y limiter, la température de base, l'étendue des ressources géothermiques, l'épaisseur du réservoir géothermique, le pourcentage de récupération des ressources et la durée de vie prévue du réservoir géothermique. Toutes les déclarations sur la capacité en MW et la production anticipée, même sur les centrales géothermiques en opération, sont donc nécessairement soumis à des fluctuations naturelles. Si l'une de ces hypothèses s'avère être matériellement inexactes, cela peut avoir une incidence sur la capacité de production d'une propriété.

### **Risques liés au prix de l'aluminium**

Une partie du revenu des opérations islandaises de la société est assujettie au prix du marché de l'aluminium. Par conséquent, les fluctuations du prix du marché de l'aluminium pourraient avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la société.

### **Événements géologiques, éboulements, avalanches ou autres événements en dehors du contrôle de la société**

Les dangers comme des formations géologiques inhabituelles ou inattendues, des pressions, des conditions de fond de trou, des éboulements ou d'autres événements associés aux terrains en pente, des défaillances mécaniques, des éruptions, des cratères, des affaissements du sol localisés, l'inflation du sol localisée, la pollution et d'autres risques matériels et environnementaux peuvent avoir une incidence sur nos activités de développement et de production. Ces risques peuvent entraîner d'importantes pertes, y compris des blessures et des pertes de vie, des dommages graves et la destruction de biens et d'équipements, de la pollution et d'autres dommages environnementaux et la suspension des opérations.

De plus, les zones géothermiques actives, telles que les zones dans lesquelles nos opérations géothermiques et propriétés sont situées, sont assujetties à de fréquentes perturbations sismiques à faible niveau. Des perturbations sismiques sérieuses sont possibles et peuvent provoquer des dommages à l'équipement ou aux projets de la société ou dégrader la qualité de ses ressources géothermiques à tel point que la société ne peut pas exécuter ses obligations aux termes du contrat du projet touché, ce qui pourrait réduire le revenu net de la société et avoir un effet défavorable important sur ses activités, sa situation financière, ses résultats et ses flux de trésorerie futurs.

### **Réclamations défavorables sur les titres de propriété**

Bien que la société ait pris des précautions raisonnables pour s'assurer que le titre légal de ses propriétés est correctement documenté, il ne peut y avoir aucune assurance de titre sur ses intérêts de propriété, ou qu'un tel titre sera garanti en définitive. Cependant, les résultats des enquêtes de la société ne devraient pas être interprétés comme une garantie de titre. Aucune assurance ne peut être donnée que les gouvernements concernés ne révoqueront pas ou ne changeront pas sensiblement les conditions de l'exploration applicable et les autorisations minières, ni que cette exploration et ces autorisations minières ne seront pas remises en question ou contestées par des tiers. Les intérêts de propriété de la société peuvent aussi être soumis aux ententes non enregistrées antérieures ou transferts ou autres revendications territoriales et le titre peut être touché par des défauts non détectés et des lois et règlements défavorables.

La société ne peut garantir que les titres de ses propriétés ne seront pas contestés. L'assurance de titre n'est pas toujours disponible, ou disponible à des conditions acceptables et la capacité de la société de s'assurer qu'elle a obtenu des réclamations garanties sur des propriétés individuelles peut être sérieusement limitée. Une contestation fructueuse à une zone précise et à l'emplacement de ces réclamations pourrait donner lieu à l'incapacité de la société d'exploiter sur ses propriétés comme permis ou à l'incapacité de faire respecter ses droits en ce qui concerne ses propriétés.

### **Responsabilités inconnues**

Dans le cadre des acquisitions réalisées et futures de la société, celle-ci a assumé des dettes et des risques. Même si la société a procédé à un contrôle préalable, il peut y avoir des dettes ou des risques que la société n'a pas découverts au cours du contrôle préalable ou était incapable de découvrir ou pour lesquels la société n'a pas été indemnisée. Toutes ces dettes, individuellement ou dans l'ensemble, pourront avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la société et ses résultats d'exploitation.

### **Dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger nos droits et l'information confidentielle**

Le succès de la société et sa position concurrentielle dépendent en partie de nos méthodes exclusives et propriété intellectuelle. Bien que la société cherche à protéger ses droits de propriété par différents moyens, elle ne peut pas garantir que les mesures de protection qu'elle a prises sont adéquates afin de protéger ces droits.

La société compte aussi sur des ententes de confidentialité avec certains salariés, consultants et autres tiers pour protéger, en partie, des secrets commerciaux et d'autres informations exclusives. Ces ententes pourraient être violées et la société pourrait ne pas avoir de recours adéquats pour une telle violation. De plus, des tiers pourraient indépendamment développer essentiellement des informations exclusives équivalentes ou obtenir l'accès aux secrets commerciaux de la société ou à des informations exclusives.

### **Risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite des représentants de la société**

Le succès de la société peut subir les effets d'événements touchant sa réputation. Dans certains cas, la société peut subir le contrecoup ou être tenue responsable des actions de ses administrateurs, dirigeants ou employés et de tiers qui agissent pour et au nom de la société. Bien qu'elle cherche à protéger sa réputation au moyen de ses politiques, procédures et contrôles internes, il existe un risque que des événements ou des actions de certains représentants de la société puissent nuire à sa réputation. Des effets négatifs sur la réputation de la société pourraient nuire à ses relations avec divers intervenants, partenaires, gouvernements, employés, actionnaires et le grand public. Cette situation pourrait, entre autres, entraîner des occasions d'affaires perdues, des pertes de revenus, des litiges et réduire la capacité de la société à mobiliser des capitaux supplémentaires. Les atteintes à la réputation pourraient également réduire la capacité de la société d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les dirigeants et les employés

clés, réduire l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable et influencer sur le soutien gouvernemental visant à accroître la production d'électricité par les producteurs indépendants d'électricité.

## 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 verse présentement un dividende annuel de 0,68 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement, et pour 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 ».

En date du 27 février 2019, le conseil d'administration a révisé la politique en matière de dividendes sur les actions ordinaires de la société et a approuvé l'augmentation du dividende annuel de 0,68 \$ à 0,70 \$ par action ordinaire.

Le tableau suivant fait état des dividendes déclarés par la société à ses actionnaires détenant des actions ordinaires, actions série A et actions série C au cours des exercices terminés en décembre 2016, décembre 2017 et décembre 2018.

Type de titres	31 décembre 2018		31 décembre 2017		31 décembre 2016	
	Total <sup>1)</sup>	Par action sur une base annuelle	Total <sup>1)</sup>	Par action sur une base annuelle	Total <sup>1)</sup>	Par action sur une base annuelle
Actions ordinaires	90,2	0,68	71,6	0,66	68,5	0,64
Actions série A	3,0	0,90	3,0	0,90	3,0	0,90
Actions série C	2,8	1,44	2,8	1,44	2,8	1,44

1) Les montants sont en millions de dollars.

## 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 26 février 2019, 133 058 339 actions ordinaires, 3 400 000 actions série A, 2 000 000 d'actions série C, 100,0 millions de dollars de débentures convertibles 4,25 % et 150,0 millions de dollars de débentures convertibles 4,75 % étaient émises et en circulation.

#### 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 à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com). Le résumé qui suit décrivant certaines dispositions des actions série A et des actions série B est assujéti aux modalités des actions série A et aux modalités des actions série B accessibles sur SEDAR à l'adresse [sedar.com](http://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 15<sup>e</sup> 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 15<sup>e</sup> 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

30<sup>e</sup> 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 15<sup>e</sup> 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 [sedar.com](http://sedar.com). Le résumé qui suit décrivant certaines dispositions des actions série C est assujéti aux modalités des actions série C accessibles sur SEDAR au [sedar.com](http://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 15<sup>e</sup> 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 n'ont pas été rachetées par la société avant le 15 janvier 2018. Depuis le 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.

### **Débetures convertibles 4,25 %**

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

Les débetures 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 débetures convertibles 4,25 %** »). Le résumé suivant de certaines dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,25 % est assujéti aux dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,25 % qui peut être consulté sur SEDAR au [sedar.com](http://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 4,25%** »). 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 4,25%** »).

À compter du 31 août 2019 jusqu'à la date d'échéance 4,25% 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 4,25%. L'intérêt couru et impayé sera versé au comptant.

#### **Débentures convertibles 4,75 %**

Le 12 juin 2018, la société a réalisé le placement des débentures convertibles 4,75 % (les « **débentures convertibles 4,75 %** ») d'un capital global de 150,0 millions de dollars.

Les débentures convertibles 4,75 % ont été émises aux termes d'un acte de fiducie daté du 12 juin 2018, intervenu entre la société et Société de fiducie Computershare du Canada (l'« **acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,75 %** »). Le résumé suivant de certaines dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,75 % est assujéti aux dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,75 % qui peut être consulté sur SEDAR au [sedar.com](http://sedar.com) et est donné entièrement sous réserve de celui-ci.

La date d'échéance des débentures convertibles 4,75 % est le 30 juin 2025 (la « **date d'échéance 4,75 %** »). Les débentures convertibles 4,75 % portent intérêt au taux annuel de 4,75 %, payable semestriellement à terme échu le 30 juin et 31 décembre de chaque année, et sont convertibles au gré de leur porteur en actions ordinaires au taux de conversion de 50 actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de capital de débentures convertibles 4,75 %, soit le prix de conversion.

À compter du 30 juin 2021 jusqu'au 30 juin 2023, exclusivement, les débentures convertibles 4,75 % 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 4,75 %** »).

À compter du 30 juin 2023 jusqu'à la date d'échéance 4,75 % exclusivement, les débentures convertibles 4,75 % 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 4,75 %), la société peut, à son gré, choisir de régler son obligation de payer le capital des débentures convertibles 4,75 % 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 4,75 % à racheter ou échues par 95 % du cours du marché en vigueur 4,75 %. 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 27 février 2019.

	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 négative. 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 à 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.S. (non significatives). Une perspective de notation négative signifie que la note peut être abaissée.

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

Les actions ordinaires, les actions série A, les actions série C, les débetures convertibles 4,25 % et les débetures convertibles 4,75 % sont inscrites à la cote de la TSX sous les symboles « INE », « INE.PR.A », « INE.PR.C », « INE.DB.A » et « INE.DB.B », respectivement. Les débetures convertibles 4,75 % ont été inscrites à la cote de la TSX le 12 juin 2018. Le tableau ci-après indique le cours le plus élevé, le cours le plus bas et le volume moyen quotidien de chaque titre de la société pour la période indiquée.

Actions ordinaires	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2018	14,53	13,49	208 580
Février 2018	14,10	13,00	367 198
Mars 2018	13,65	13,12	270 477
Avril 2018	13,96	13,01	190 773
Mai 2018	13,85	13,32	126 383
Juin 2018	14,04	13,45	172 151
Juillet 2018	14,19	13,18	198 851
Août 2018	14,24	12,76	166 713
Septembre 2018	13,80	12,79	148 575
Octobre 2018	13,03	11,66	251 816
Novembre 2018	12,83	12,02	180 270
Décembre 2018	13,24	12,19	350 798
Janvier 2019	14,59	12,50	343 396
1 <sup>er</sup> février au 26 février 2019	14,75	14,08	254 353

Actions série A	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2018	18,38	17,25	2 126
Février 2018	18,26	17,70	2 139
Mars 2018	18,50	18,05	959
Avril 2018	18,40	18,05	1 741
Mai 2018	18,50	17,76	1 326
Juin 2018	18,42	17,50	721
Juillet 2018	18,21	17,79	1 404
Août 2018	18,75	18,30	1 047
Septembre 2018	18,74	18,33	1 704
Octobre 2018	20,61	16,75	2 000
Novembre 2018	17,80	15,25	1 511
Décembre 2018	15,60	13,80	3 872
Janvier 2019	16,19	14,55	1 951
1 <sup>er</sup> février au 26 février 2019	15,45	14,71	3 362

Actions série C	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2018	23,51	23,03	599
Février 2018	23,20	22,26	891
Mars 2018	22,98	22,20	545
Avril 2018	23,99	22,42	1 010
Mai 2018	23,49	23,01	710
Juin 2018	23,24	22,97	469
Juillet 2018	23,09	22,81	1 114
Août 2018	23,47	22,96	883
Septembre 2018	23,56	23,27	483
Octobre 2018	23,00	21,09	862
Novembre 2018	22,15	20,95	870
Décembre 2018	21,45	19,50	1 233
Janvier 2019	21,69	20,76	672
1 <sup>er</sup> février au 26 février 2019	22,00	21,26	608

Débetures convertibles 4,25 %	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2018	108,00	103,50	19 545
Février 2018	106,00	102,21	38 789
Mars 2018	105,00	102,13	41 250
Avril 2018	106,09	102,02	28 762
Mai 2018	105,99	101,90	79 409
Juin 2018	105,97	102,00	91 524
Juillet 2018	104,00	101,86	63 333
Août 2018	103,90	101,00	17 773
Septembre 2018	102,77	100,71	59 632
Octobre 2018	101,97	98,90	495 591
Novembre 2018	101,00	99,36	24 364
Décembre 2018	101,00	99,31	32 737
Janvier 2019	103,01	100,51	51 500
1 <sup>er</sup> février au 26 février 2019	103,67	100,54	16 588

Débetures convertibles 4,75 %	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Juin 2018	98,75	96,50	1 313 929
Juillet 2018	99,00	97,00	566 262
Août 2018	99,01	98,11	334 182
Septembre 2018	99,33	98,63	305 421
Octobre 2018	99,20	95,51	152 045
Novembre 2018	98,50	95,00	75 818
Décembre 2018	97,73	94,99	82 158
Janvier 2019	98,25	94,51	108 227
1 <sup>er</sup> février au 26 février 2019	99,45	97,26	77 941

## ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

### Administrateurs

Le tableau suivant indique, pour chaque administrateur, le nom, la province ou l'État et le pays de résidence à la date de la présente notice annuelle, ses fonctions principales et la période durant laquelle il a été administrateur. Chaque administrateur élu ou nommé 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, province et pays de résidence	Administrateur depuis	Comités du conseil	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
JEAN LA COUTURE <sup>1)</sup> Québec, Canada	2010	Président du conseil Membre du comité d'audit	Président, Huis Clos Ltée, consultants en gestion d'entreprise et conseillers en conflits et litiges
ROSS J. BEATY Colombie-Britannique, Canada	2018	--	Président du conseil d'Equinox Gold Corp. et de Pan American Silver Corp. De mai 2008 au 6 février 2018, a été président du conseil et administrateur d'Alterra Power Corp
NATHALIE FRANCISCI Québec, Canada	2017	Membre du comité de gouvernance d'entreprise Membre du comité des ressources humaines	Associée, Gouvernance & Diversité pour la firme Odgers Berndtson
RICHARD GAGNON Québec, Canada	2017	Président du comité des ressources humaines Membre du comité d'audit	Administrateur de sociétés De novembre 2003 à janvier 2017, président et chef de la direction de Humania Assurance Inc.
DANIEL LAFRANCE <sup>1)</sup> Québec, Canada	2010	Président du comité d'audit Membre du comité des ressources humaines	Administrateur de sociétés De février 1992 à août 2013, premier vice-président, Finances et approvisionnement, chef des finances et secrétaire de Lantic inc.
MICHEL LETELLIER Québec, Canada	2002	--	Président et chef de la direction de la société
DALTON MCGUINTY Ontario, Canada	2015	Membre du comité de gouvernance d'entreprise	Administrateur de sociétés et conseiller principal (consultant) chez Desire2 Learn De janvier 2015 à septembre 2015, était un conseiller principal (consultant) chez PricewaterhouseCoopers Canada De février 2003 à juin 2013, était Premier ministre de la province d'Ontario, membre du Parlement
MONIQUE MERCIER Colombie-Britannique, Canada	2015	Présidente du comité de gouvernance d'entreprise	Administratrice de sociétés De novembre 2011 au 31 décembre 2018, a été vice-présidente à la direction, Affaires corporatives, chef des services juridiques et de la gouvernance de TELUS Corporation, société de télécommunications et de 2011 à décembre 2018, elle a également été secrétaire du comité des ressources humaines et de la rémunération et a participé activement à l'information sur la rémunération.
OUMA SANANIKONE <sup>2)</sup> New York, États-Unis	2019	-	Administratrice de sociétés

1) Jean La Couture 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 et le dépôt des clauses de 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.

2) Ouma Sananikone a été nommée au conseil d'administration le 27 février 2019.

## Membres de la haute direction

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

Nom, province et pays de résidence	Membre de la haute direction depuis	Fonctions/poste principal
MICHEL LETELLIER, MBA Québec, Canada	2003	Président et chef de la direction
JEAN-FRANÇOIS NEAULT, CPA, CMA, MBA Québec, Canada	2018	Chef de la direction financière
JEAN TRUDEL, MBA Québec, Canada	2003	Chef de la direction des investissements et responsable du développement
JEAN PERRON, CPA, CA Québec, Canada	2003	Vice-président principal – Conseiller à la direction
FRANÇOIS HÉBERT Québec, Canada	2003	Vice-président principal – Exploitation et Entretien
RICHARD BLANCHET, P. Ing., M. Sc. Colombie-Britannique, Canada	2004	Vice-président principal – Hydro et projets spéciaux
PETER GROVER, Ing. Québec, Canada	2005	Vice-président principal – Éolien et solaire
RENAUD DE BATZ DE TRENQUELLÉON, P.Geo., M.Sc., MBA Colombie-Britannique, Canada	2005	Vice-président principal – Amérique latine
MATTHEW KENNEDY, M.Sc., R.P.Bio. Colombie-Britannique, Canada	2011	Vice-président – Environnement
ANNE CLICHE Québec, Canada	2011	Vice-présidente - Ressources humaines
CLAUDE CHARTRAND, P.Ing., B.A. Sc. Colombie-Britannique, Canada	2012	Vice-président - Ingénierie
NATHALIE THÉBERGE, LL.B Québec, Canada	2010	Vice-présidente – Affaires juridiques corporatives et secrétaire
YVES BARIBEAULT, Ing., LL.B., MBA 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 à l'exception de Jean-François Neault qui a été premier vice-président et chef de la direction financière de Groupe Colabor Inc. de juin 2013 à septembre 2018.

## Actionnariat des administrateurs et membres de la haute direction

Au 26 février 2019, les administrateurs et membres de la haute direction de la société, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 11 420 052 actions ordinaires, soit 8,583 % 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. de mai 2003 à mai 2018, 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 Bankruptcy 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 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 2018, 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 sauf ceux présentés ci-dessous. Pour autant que sache la société, n'a aucune autre instance visant la société ou ses biens n'est imminente.

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 (les « **appelants** ») ont déposé des appels auprès de l'Environmental Appeal Board contestant une décision du contrôleur du Water Rights visant les taux de redevances d'énergie hydraulique qui seront facturés en vertu de la loi intitulée 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. Depuis 2013, ce résultat a eu une incidence sur les dépenses de ces entités sur une base annuelle, ce qui représente une augmentation globale d'environ 1,6 million de dollars pour les droits d'utilisation de l'eau. Le montant de cette augmentation potentielle des droits d'utilisation de l'eau a été inclus dans les résultats de la société pour les exercices 2013 à 2018, la société détenant une participation indirecte de 50,0024 % dans ces centrales. De plus, le contrôleur des droits relatifs à l'eau (*Comptroller of Water Rights*) a cherché à appliquer rétroactivement aux appelants les tarifs d'eau plus élevés pour les années de facturation 2011 et 2012. En conséquence, le contrôleur des droits relatifs à l'eau demande de plus aux appelants une somme d'environ 3,3 millions de dollars en redevances d'utilisation d'énergie hydraulique pour ces deux années. Bien que ce



montant ait été payé par les appelants, ceux-ci ont interjeté l'appel de cette nouvelle décision devant la Commission d'appel en matière d'environnement (*Environmental Appeal Board*) et attendent une date d'audience.

En février 2016, HS Orka a adressé une mise en demeure à HS Veitur hf exigeant le paiement intégral d'une créance à long terme liée au passif au titre du régime de retraite partagé. Une réclamation de 9,5 millions de dollars a été déposée et est incluse dans les débiteurs au bilan. La mise en demeure faisait suite à la réception par HS Veitur d'un avis de résiliation d'un accord concernant le paiement du passif au titre du régime de retraite, envoyé le 31 décembre 2015. Les deux sociétés étaient parvenues à un accord sur la part de HS Veitur en 2011 et, sur la base de cet accord, HS Orka considère que sa demande est pleinement valable. Les négociations n'ont pas permis de régler la question. La procédure judiciaire a eu lieu en mars 2018. Le 17 avril 2018, la Première Cour d'Islande a statué en faveur de HS Orka. Par la suite, HS Veitur a interjeté appel devant la Cour d'appel. Aucune décision n'a été rendue à la date de la présente notice annuelle.

## DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

À l'exception de ce qui suit, aucun des administrateurs ou membre de la haute direction de la société, aucune personne 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 ou opération proposée au cours des trois derniers exercices ou de l'exercice courant, qui a eu ou aura une incidence importante sur la société.

Le 30 octobre 2017, la société a annoncé un accord en vue de conclure un prêt à terme non garanti et subordonné de 5 ans d'un montant de 150 millions de dollars avec CDPQ. Ce contrat de prêt a été négocié avec CDPQ pour financer l'élément capital de l'acquisition d'Alterra négocié sans lien de dépendance avec CDPQ et complété le 6 février 2018. À cette date, avec la dilution de l'acquisition d'Alterra, la détention de CDPQ dans les actions ordinaires de la société a descendu sous le seuil de 10 %. Le 17 mars 2015, Upper Lilloet River Power Limited Partnership et Boulder Creek Power Limited Partnership, des membres du groupe 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 Lilloet et Boulder Creek et le 22 juin 2015, Big Silver Creek LP, 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 la centrale 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 CDPQ.

En date de la clôture de l'acquisition d'Alterra, les opérations suivantes ont eu lieu : i) en 2011, Ross J. Beaty, ancien président du conseil et un important actionnaire d'Alterra, a conclu une facilité de crédit renouvelable avec Alterra (la « **facilité de crédit** »). La facilité de crédit avait une capacité d'emprunt de 20 millions de dollars et a mis des fonds à la disposition d'Alterra, sur une base renouvelable à un taux d'intérêt de 8 % par année, composé et payable mensuellement. En outre, une commission d'engagement d'un montant de 0,75 % de la facilité de crédit, et des frais de retrait de 1,5 % des montants avancés, étaient payables au comptant. La facilité de crédit est venue à échéance le 31 mars 2018. À la clôture de l'acquisition d'Alterra, Alterra avait emprunté 17,3 millions de dollars en vertu de la facilité de crédit; et ii) en octobre 2016, Ross J. Beaty a prêté à Magma Energy Sweden A.B (une filiale d'Alterra) 35,7 millions de dollars US par l'émission d'une obligation de cinq ans (l'« **obligation** »). L'obligation payait des intérêts à 8,5 % par an, avec des frais initiaux de 2 % du capital qui ont été payés à la clôture du financement. L'obligation était garantie par 15 % des actions en circulation dans HS Orka.

Afin d'optimiser sa gestion de trésorerie, la société a remboursé tous les montants impayés aux termes de la facilité de crédit et de l'obligation à Ross J. Beaty au premier trimestre de 2018.

Ross J. Beaty est administrateur de la société depuis la clôture de l'acquisition d'Alterra.

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

Au 1<sup>er</sup> mars 2019, l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de la société est Société de fiducie AST (Canada) pour les actions ordinaires, les actions série A, les actions série B et les actions série C, qui remplacera Services aux investisseurs Computershare inc. Société de fiducie Computershare du Canada continuera d'être l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les débiteurs convertibles 4,25 % et les débiteurs convertibles 4,75 % à ses bureaux à Toronto et Montréal.

## CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de l'exercice 2016, la société a conclu les contrats importants suivants :

- Contrat de souscription; et
- Modification N° 1 au contrat de souscription.

Au cours de l'exercice 2017, la société a conclu le contrat important suivant :

- Convention d'arrangement pour l'acquisition d'Alterra; et
- La cinquième convention de crédit modifiée et reformulée.

Au cours de l'exercice 2018, la société a conclu les contrats importants suivants :

- La sixième convention de crédit modifiée et reformulée;
- La septième convention de crédit modifiée et reformulée;
- Acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,75 %;
- Convention de prise ferme des débentures convertibles 4,75 %; et
- Convention d'achat de titres pour l'acquisition des parcs éoliens Cartier.

Tous les contrats importants sont accessibles sur le site Internet de SEDAR à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com)

## INTÉRÊT DES EXPERTS

KPMG s.r.l./S.E.N.C.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.

La société n'a pas demandé ni obtenu le consentement de PricewaterhouseCoopers s.r.l./S.E.N.C.R.L. afin d'inclure le rapport de l'auditeur indépendant daté du 3 avril 2017 relatif aux états financiers audités d'Alterra inclus dans la déclaration d'acquisition d'entreprise déposée sur SEDAR le 3 mai 2018 relativement à l'acquisition d'Alterra. Cette déclaration peut être consultée sur [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

La société n'a pas demandé ni obtenu le consentement de Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. afin d'inclure le rapport de l'auditeur indépendant daté du 23 octobre 2018 relatif aux états financiers cumulés audités de parcs éoliens Cartier inclus dans la déclaration d'acquisition d'entreprise déposée sur SEDAR le 9 novembre 2018 relativement à l'acquisition des parcs éoliens Cartier. Cette déclaration peut être consultée sur [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## 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 Richard Gagnon sont les autres membres actuels. 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 est un

administrateur de la Caisse de dépôt et placement du Québec. De mai 2003 à mai 2018, il a agi à titre d'administrateur et président du comité d'audit de Québecor Inc., un émetteur assujéti.

**Daniel Lafrance** (président) – Daniel Lafrance est principalement administrateur de sociétés depuis août 2013. De février 1992 à août 2013, il était premier vice-président, Finances et Approvisionnement, chef des services financiers et secrétaire de Lantic Inc., filiale en propriété exclusive de Rogers Sugar Inc., un émetteur assujéti. Il est titulaire d'un baccalauréat en affaires (1976) et d'un diplôme spécialisé en comptabilité (1977) de l'Université d'Ottawa. Daniel Lafrance est également membre de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario depuis 1980. Il agit actuellement à titre d'administrateur et de président du comité d'audit de Rogers Sugar Inc., un émetteur assujéti et de sa filiale en propriété exclusive Lantic Inc.

**Richard Gagnon** – Richard Gagnon est principalement administrateur de sociétés depuis janvier 2017. De novembre 2003 à janvier 2017, il a été président et chef de la direction de Humania Assurance Inc. (société d'assurance santé canadienne). Il détient un baccalauréat ès arts en administration, communication et droit (1979) et est également « Fellow Administrateur Agréé » depuis 1996. Richard Gagnon est actuellement administrateur de la Financière des professionnels et de l'Ordre des Ingénieurs du Québec.

Les honoraires totaux versés, y compris la quote-part de la société des honoraires versés par ses coentreprises, pour les services professionnels rendus par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. et les membres de son groupe pour l'exercice terminé le 31 décembre 2018 et par Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. et les membres de son groupe pour l'exercice terminé le 31 décembre 2017 sont présentés ci-après.

Honoraires <sup>1)2)</sup>	Exercice terminé le 31 décembre 2018	Exercice terminé le 31 décembre 2017
Honoraires d'audit	1 490 740 \$	670 875 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	98 450 \$	90 700 \$
Honoraires pour services fiscaux	622 517 \$	Ø
Tous les autres honoraires	Ø	Ø
<b>Total des honoraires :</b>	<b>2 211 707 \$</b>	<b>761 575 \$</b>

1) En date du 15 mai 2018, KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a été nommé le nouvel auditeur de la société. 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 KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. et les membres de son groupe pour l'exercice terminé le 31 décembre 2018, sans tenir compte de la participation proportionnelle de la société dans ses coentreprises, s'est établi à 2 037 257 \$.

2) 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 du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 14 mai 2018, sans tenir compte de la participation proportionnelle de la société dans ses coentreprises, s'est établi à 174 450 \$ et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2017, s'est établi à 761 575 \$.

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 [sedar.com](http://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 [sedar.com](http://sedar.com).

Toutes les demandes visant les documents précités doivent être envoyées au secrétaire corporatif d'Innergex énergie renouvelable inc. à l'adresse 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10<sup>ème</sup> étage, Longueuil (Québec) J4K 0B9 ou par courriel à l'adresse [legal@innnergex.com](mailto:legal@innnergex.com) ou par télécopieur au numéro 450-928-2544.

## GLOSSAIRE

« **Accord de Paris** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Survol de l'industrie et principaux marchés – Industrie de la production d'énergie renouvelable ».

« **acquisition d'Alterra** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2018 ».

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

« **acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,75 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débetures convertibles 4,75 % ».

« **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 ».

« **acquisitions en France** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2016 ».

« **Alterra** » Alterra Power Corp.

« **appelants** » Collectivement, Harrison Hydro Project Inc., Fire Creek Project Limited Partnership, Lamont Creek Project Limited Partnership, Stokke Creek Project Limited Partnership, Tipella Creek Project Limited Partnership et Upper Stave Project Limited Partnership.

« **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.

« **BAIIA ajusté** » Le résultat net (perte nette) auquel s'ajoutent (ou sont déduits) la provision (le recouvrement) pour les charges d'impôts sur le revenu, le coût financier, l'amortissement, les autres charges nettes, la part de la perte (du bénéfice) de coentreprises et d'entreprises liées et la perte (le gain) net(te) non réalisé(e) sur les instruments financiers. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet de mieux comprendre le rendement d'exploitation de la société. Les lecteurs sont priés de noter que le BAIIA ajusté ne doit pas être interprété comme une solution de rechange au résultat net, tel qu'il est établi conformément aux IFRS, comme il est plus amplement décrit à la rubrique « Mise en garde au sujet des énoncés prospectifs - Hypothèses - BAIIA ajusté prévu ».

« **BayWa** » BayWa r.e.

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

« **Big Silver Creek LP** » Big Silver Creek Limited Partnership.

« **BlackRock** » BlackRock Real Assets qui détient 49% du parc éolien Flat Top situé aux États-Unis.

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

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

renouvelable, une couverture de puissance ou un contrat sur différence.

« **CAÉ Brown Lake** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2018 ».

« **CAÉ Foard City** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2018 ».

« **CAÉ Walden** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2018 ».

« **CDPQ** » La Caisse de dépôt et placement du Québec.

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

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

« **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 Duquenco** » Les deux centrales hydroélectriques d'un total de 140 MW situées au Chili.

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

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

« **centrale Kwoiek Creek** » La centrale hydroélectrique de 49,9 MW située 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 au 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 Northwest Stave River** » La centrale d'énergie hydroélectrique de 17,5 MW située à environ 35 km au nord de Mission en Colombie-Britannique.

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

« **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 située à 50 km environ de Harrison Hot Springs en Colombie-Britannique.

« **centrale Umbata Falls** » La centrale hydroélectrique Umbata Falls de 23 MW située 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.

« **centrales qui partagent** » Collectivement, les six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek.

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

« **contrat CFD** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Énergie renouvelable dans certains autres marchés ».

« **convention d'achat de titres** » La convention visant l'acquisition des parcs éoliens Cartier, tel que plus amplement décrit à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2018 ».

« **convention d'arrangement** » La convention d'arrangement entre la société et Alterra aux termes de laquelle la société a acquis la totalité des actions émises et en circulation d'Alterra.

« **convention de prise ferme relative aux débetures convertibles 4,75 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2018 ».

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

« **cours du marché en vigueur 4,75 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débetures convertibles 4,75 % ».

« **crédits d'impôt à la production** » ou « **CIP** » Un crédit d'impôt à la production aux termes de l'*Internal Revenue Code* des États-Unis.

« **crédits d'impôt à l'investissement** » ou « **CII** » Un crédit d'impôt à l'investissement aux termes de l'*Internal Revenue Code* des États-Unis.

« **CREZ** » Les Competitive Renewable Energy Zones, tel que plus amplement décrit à la rubrique « Énergie renouvelable aux États-Unis ».

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

« **date d'échéance 4,75 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débetures convertibles 4,75 % ».

« **date de conversion série A** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions série A et actions série B ».

« **date de conversion série B** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital –

Description générale de la structure du capital – Actions série A et actions série B ».

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

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

« **débetures convertibles 4,75 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débetures convertibles 4,75 % ».

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

« **Desjardins** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2016 ».

« **entités d'exploitation Cartier** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2018 ».

« **ERCOT** » L'Electricity Reliability Council of Texas, tel que plus amplement décrit à la rubrique « Énergie renouvelable aux États-Unis ».

« **facilité de crédit Cartier** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2018 ».

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

« **HS Orka** » HS Orka hf, société appartenant à 53,9 % à la société.

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

« **IESO** » L'Independent Electricity System Operator.

« **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 ».

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

« **km** » Kilomètre.

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

« **modalités relatives aux actions série A et aux actions série B** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions série A et actions série B ».

« **modalités relatives aux actions série C** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions série C ».

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

« **offre de 2017** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2017 ».

« **offres de 2016** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2016 ».



« **OPG** » L'Ontario Power Generation.

« **parc éolien Antoigné** » Le parc éolien de 8 MW situé au Maine-et-Loire en France.

« **parc éolien Beaumont** » Le parc éolien de 25 MW situé en Berlise et Le Thuel, Aisne en France.

« **parc éolien Bois d'Anchat** » Le parc éolien de 10 MW situé en Beauce-la-Romaine (auparavant, Ouzouer-le-Marché), Loir-et-Cher en France.

« **parc éolien Cholletz** » Le parc éolien de 11,8 MW situé en Conchy-les-Pots, Oise en France.

« **parc éolien Flat Top** » Le parc éolien de 200 MW situé au Texas, États-Unis.

« **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 Les Renardières** » Le parc éolien de 21 MW situé en France.

« **parc éolien Longueval** » Le parc éolien de 10 MW situé dans le nord-est de la France, dans la région du Grand Est, près de la ville de Reims.

« **parc éolien Mesgi'g Uguj's'n (MU)** » Le parc éolien de 150 MW situé dans la péninsule gaspésienne 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 Montjean** » Le parc éolien de 12 MW situé à Nouvelle-Aquitaine en France.

« **parc éolien Plan Fleury** » Le parc éolien de 22 MW situé en France.

« **parc éolien Porcien** » Le parc éolien de 10 MW situé au Château-Porcien et Saint Fergueux, Ardennes en France.

« **parc éolien Rougemont-1** » Le parc éolien de 36,1 MW situé en France.

« **parc éolien Rougemont-2** » Le parc éolien de 44,5 MW situé en France.

« **parc éolien Shannon** » Le parc éolien de 204 MW situé aux États-Unis.

« **parc éolien Theil-Rabier** » Le parc éolien de 12 MW situé en Nouvelle-Aquitaine en France.

« **parc éolien Vaite** » Le parc éolien de 38,9 MW situé en France.

« **parc éolien Vallottes** » Le parc éolien de 12 MW situé en Bovée-sur-Barboure et Broussey-en-Blois, Meuse en France.

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

« **parc éolien Yonne** » Le parc éolien de 44 MW situé dans la région de Bourgogne en France.

« **parcs éoliens Cartier** » Collectivement, les parcs éoliens Baie-des-Sables, Carleton, Gros-Morne, L'anse-à-Valleau et Montagne Sèche situés au Québec.

« **parc solaire Kokomo** » Le parc solaire de 6 MW situé aux États-Unis.

« **parc solaire Spartan** » Le parc solaire de 11 MW situé aux États-Unis.

« **PEP** » Le Plan d'énergie propre, tel que plus amplement décrit à la rubrique « Énergie renouvelable aux États-Unis ».

« **période à taux fixe initiale** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions série A et actions série B ».

« **période à taux fixe subséquente** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions série A et actions série B ».

« **placement série A** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions série A et actions série B ».

« **PMLT** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Mise en garde au sujet des énoncés prospectifs – Principales hypothèses – Production prévue ».

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

« **prix de conversion** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernier exercices – Exercice 2018 ».

« **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 Brúarvirkjun** » Le projet hydroélectrique de 10 MW situé en Islande.

« **projet éolien Foard City** » Le projet d'un parc éolien de 300 MW situé au Texas, États-Unis.

« **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 ».

« **projet solaire Phoebe** » Le projet solaire de 250 MW<sub>AC</sub>/315 MW<sub>DC</sub> situé au Texas, États-Unis.

« **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 ».

« **prospectus relatif aux actions série A** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions série A et actions série B ».

« **sept entités françaises** » A la signification qui lui est donnée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2016 ».

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

« **S&P** » Standard & Poor's.

« **TSX** » La Bourse de Toronto.

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

« **Velocita** » Velocita Energy Developments (France) Limited.

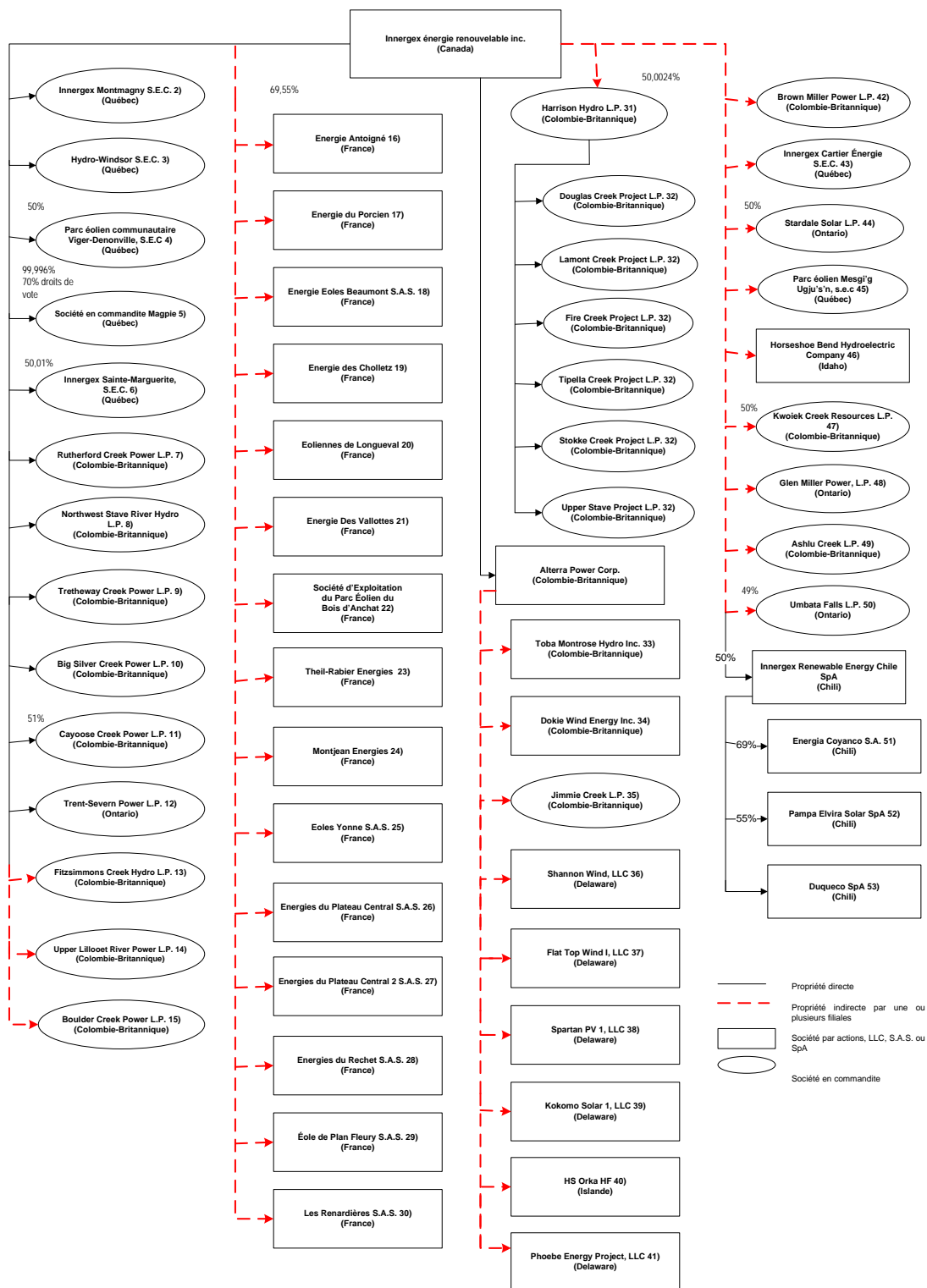
« **vendeur** » Wpd Europe GmbH, société allemande et vendeur des projets Wpd.



# ANNEXE A

## STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

L'organigramme suivant illustre la structure organisationnelle de la société et de ses filiales importantes<sup>1)</sup>, ainsi que certaines autres participations importantes détenues par la société 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. À moins d'indication contraire dans les notes qui suivent, la société détient une participation directe ou indirecte de 100 % dans les commandités de la société en commandite.
- 2) Innergex Montmagny, S.E.C. est propriétaire de la centrale Montmagny.
- 3) Hydro-Windsor, S.E.C. est propriétaire de la centrale Windsor.
- 4) Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C. est propriétaire du parc éolien Viger-Denonville et son commandité est Parc éolien communautaire Viger-Denonville inc., qui appartient à 50 % à Innergex inc.
- 5) Société en commandite Magpie est propriétaire de la centrale Magpie.
- 6) Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. est propriétaire de la centrale SM-1.
- 7) Rutherford Creek Power L.P. est propriétaire de la centrale Rutherford Creek.
- 8) Northwest Stave River Hydro Limited Partnership est propriétaire de la centrale Northwest Stave River.
- 9) Tretheway Creek Power Limited Partnership est propriétaire de la centrale Tretheway Creek.
- 10) Big Silver Creek Power Limited Partnership est propriétaire de la centrale Big Silver Creek.
- 11) Cayoose Power L.P. est propriétaire de la centrale Walden North et son commandité est Cayoose Creek Power Inc., qui appartient à 80 % à la société.
- 12) Trent-Severn Power, L.P. est propriétaire de la centrale Batawa.
- 13) Fitzsimmons Creek Hydro L.P. est propriétaire de la centrale Fitzsimmons Creek.
- 14) Upper Lillooet River Power Limited Partnership est propriétaire de la centrale Upper Lillooet River.
- 15) Boulder Creek Power Limited Partnership est propriétaire de la centrale Boulder Creek.
- 16) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie Antoigné S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Antoigné.
- 17) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie du Porcien S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Porcien.
- 18) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie Éoles Beaumont S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Beaumont.
- 19) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie des Cholletz S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Cholletz.
- 20) La société est propriétaire de 69,55 % d'Éoliennes de Longueval S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Longueval.
- 21) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie des Valottes S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Vallottes.
- 22) La société est propriétaire de 69,55 % de Société d'Exploitation du Parc Éolien du Bois d'Anchat S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Bois d'Anchat.
- 23) La société est propriétaire de 69,55 % de Theil-Rabier Énergies S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Theil-Rabier.
- 24) La société est propriétaire de 69,55 % de Montjean Énergies S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Montjean.
- 25) La société est propriétaire de 69,55 % de Éoles Yonne S.A.S., est propriétaire du parc éolien Yonne.
- 26) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergies du Plateau Central S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Rougemont-1.
- 27) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergies du Plateau Central 2 S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Rougemont-2.
- 28) La société est propriétaire de 69,55 % d'Énergies du Rechet S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Vaite.
- 29) La société est propriétaire de 69,55 % d'Éoles de Plan Fleury S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Plan Fleury.
- 30) La société est propriétaire de 69,55 % de Les Renardières S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Les Renardières.
- 31) Harrison Hydro Limited Partnership détient les 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.
- 32) Les 6 centrales en exploitation Harrison à savoir la centrale Douglas Creek Project Limited Partnership, la centrale Fire Creek Limited Partnership, la centrale Lamont Creek Project Limited Partnership, la centrale Stokke Creek Project Limited Partnership, la centrale Tipella Creek Project Limited Partnership et la centrale Upper Stave Project Limited Partnership détiennent leur projet respectif et leur commandité est Harrison Hydro Project inc., filiale en propriété exclusive d'Harrison Hydro Limited Partnership.
- 33) Toba Montrose Hydro Inc. détient à 100 % les centrales hydroélectriques East Toba et Montrose Creek, qui sont détenues à 40 % par la société.
- 34) Dokie Wind Energy Inc. détient à 100 % le parc éolien Dokie, qui est détenu à 25,5 % par la société.
- 35) Jimme Creek Limited Partnership détient à 100 % la centrale hydroélectrique Jimmie Creek, qui est détenue à 51 % par la société.
- 36) Shannon Wind, LLC détient à 100 % le parc éolien Shannon, dont la société détient une participation commanditaire de 50 %.
- 37) Flat Top Wind I, LLC détient à 100 % du parc éolien Flat Top, dont la société détient une participation commanditaire de 51 %.
- 38) Spartan PV 1, LLC détient à 100 % le parc solaire Spartan, dont la société détient une participation commanditaire de 100 %.
- 39) Kokomo Solar 1, LLC détient à 100 % le parc solaire Kokomo, dont la société détient une participation commanditaire de 90 %.
- 40) HS Orka HF détient 100 % des centrales géothermiques Reyjanes (1&2) et Svartsengi et du projet Brúarvirkjun, dont la société détient une participation commanditaire de 53,9 %.
- 41) Phoebe Energy Project, LLC détient 100 % du projet solaire Phoebe.
- 42) Brown Miller Power Limited Partnership est propriétaire des centrales Brown Lake et Miller Creek.
- 43) Innergex Cartier Énergie S.E.C. détient 100 % des parcs éoliens L'Anse-à-Valleau, Carleton, Gros-Morne et Montagne Sèche.
- 44) Stardale Solar LP est propriétaire du parc solaire Stardale.
- 45) Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), S.E.C. est propriétaire du parc éolien 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.
- 46) Innergex USA, Inc. détient à 100 % la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend.
- 47) Kwoiek Creek Resources L.P. est propriétaire de la centrale Kwoiek Creek et son commandité est Kwoiek Creek Resources GP Inc., qui appartient à 50 % à Innergex.
- 48) Glen Miller Power, LP est propriétaire de la centrale Glen Miller.
- 49) Ashlu Creek Investments L.P. est propriétaire de la centrale Ashlu Creek.
- 50) Umbata Falls L.P. est propriétaire de la centrale Umbata Falls et son commandité est Begetekong Power Corporation, qui appartient à 49 % à Innergex.
- 51) Energia Coyanco S.A. détient 100 % de la centrale Guayacán.
- 52) Pampa Elvira Solar SpA détient 100 % du parc solaire Pampa Elvira.
- 53) Duqueco SpA détient 100 % des centrales Mampil et Peuchén.

# ANNEXE B

## CHARTRE 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.

### 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 mandat du Comité est de surveiller :

- A. 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 désignés 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 désignant un membre 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.

### 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 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, l'auditeur externe et l'auditeur interne, 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 de l'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, des communiqués de presse concernant les résultats annuels et trimestriels et la notice annuelle avant la publication de cette information;
- superviser la mise en œuvre de procédures adéquates 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 les auditeurs externe et interne;
- se réunir périodiquement avec l'auditeur interne;
- après l'audit annuelle et, s'il y a lieu, les révisions trimestrielles, examiner séparément avec la direction, l'auditeur interne 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 interne et l'auditeur externe pendant l'audit et, s'il y a lieu, les réviser;
- examiner avec l'auditeur externe, l'auditeur interne 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 l'audit, 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, des auditeurs internes de la Société ou de ses filiales, qu'ils soient actuels ou anciens;
- examiner les activités, la structure organisationnelle et les qualifications du Chef de la direction financière et du personnel du secteur de la présentation de l'information financière et vérifier si les questions relatives à la planification de la relève ont été soulevées afin de les soumettre au Conseil; 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 Normes internationales d'information financière, de mener des enquêtes, ou de s'assurer de la conformité aux lois et aux règlements ou aux politiques internes, aux procédures et aux contrôles de la Société, car cette responsabilité incombe à la direction, et parfois, aux auditeurs externes, 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 les auditeurs externe et 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.

