

**INNERGEX**

Énergie renouvelable.  
Développement durable.

# NOTICE ANNUELLE

pour l'exercice clos le  
31 décembre 2019



27 février 2020



# TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION .....	3	DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL .....	61
MESURES NON CONFORMES AUX IFRS .....	3	NOTATION .....	66
MISE EN GARDE AU SUJET DES ÉNONCÉS PROSPECTIFS .....	3	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....	67
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE .....	9	ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION .....	69
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ ..	10	ADMINISTRATEURS .....	69
DÉVELOPPEMENTS RÉCENTS .....	10	MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION .....	70
SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES .....	11	ACTIONNARIAT DES ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION .....	70
SURVOL DE L'INDUSTRIE ET PRINCIPAUX MARCHÉS .....	16	FAILLITE, INSOLVABILITÉ, INTERDICTION D'OPÉRATIONS ET PÉNALITÉS.....	70
INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE .....	16	CONFLITS D'INTÉRÊTS .....	71
MÉTHODE DE PRODUCTION.....	23	POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI .....	71
FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LE RENDEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE.....	24	DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	72
ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL	24	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES .....	73
DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE .....	26	CONTRATS IMPORTANTS.....	73
CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE .....	26	INTÉRÊT DES EXPERTS.....	74
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ .....	28	INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT .....	74
VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE .....	28	RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES .....	76
PORTEFEUILLE D'ACTIFS .....	28	GLOSSAIRE .....	77
Installations en exploitation .....	29	ANNEXE A.....	81
Projets en développement .....	36	STRUCTURE ORGANISATIONNELLE .	81
Projets potentiels.....	38	ANNEXE B.....	83
GESTION DES RISQUES .....	41	CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT .....	83
FACTEURS DE RISQUE.....	42		
DIVIDENDES.....	60		
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL .....	61		

## 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 et des parcs solaires et exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili.

La mission d'Innergex est de créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable.

Sauf indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est en date du 31 décembre 2019 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.

## MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

---

Certaines mesures mentionnées dans la présente notice annuelle ne sont pas des mesures reconnues en vertu des IFRS et peuvent donc ne pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. La Société estime que ces indicateurs sont importants, car ils fournissent à la direction et au lecteur des informations supplémentaires sur les capacités de production et de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et les augmentations de dividendes et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également la comparaison des résultats sur différentes périodes. Le BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel et le flux de trésorerie disponible ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de signification normalisée prescrite par les IFRS.

Veuillez-vous reporter à la section « Mesures non conformes aux IFRS » du rapport de gestion pour la période de douze mois terminée le 31 décembre 2019 déposé sur SEDAR sous le profil de la Société au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) pour la définition et le rapprochement historique avec les mesures IFRS.

## 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** »), notamment des énoncés relatifs à la production d'énergie de la Société, à ses projets potentiels, aux développements, à la construction et au financement fructueux (y compris le financement par des investisseurs participant au partage fiscal) des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, aux sources et conséquences du financement, aux acquisitions de projets, à la réalisation du financement d'un projet au moyen d'un emprunt sans recours (notamment l'échéancier et la somme qui s'y rapportent), aux avantages stratégiques, opérationnels et financiers et à la croissance devant découler de ces acquisitions, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futurs (notamment les occasions de croissance prévues dans le cadre de l'alliance stratégique), à son intégration d'entreprises, à sa gouvernance, à ses perspectives commerciales, à ses objectifs, à ses plans et à ses priorités stratégiques, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. 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 prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, notamment les renseignements concernant la production, les coûts de projets estimés, les produits prévus, le BAIIA ajusté prévu et le BAIIA ajusté proportionnel prévu de la Société, les flux de trésorerie disponibles prévus et l'intention de payer un dividende trimestriel, l'estimation de la taille, des coûts et du calendrier des projets, y compris l'obtention des permis, le début des travaux de construction, les travaux réalisés et le début de la mise en service commerciale des projets en développement ou des projets potentiels, l'intention de la Société de soumettre des projets aux termes de demandes de propositions, l'admissibilité des projets américains aux CIP ou aux CII, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Ces renseignements visent à informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, de l'incidence financière potentielle des acquisitions réalisées et futures, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

**Hypothèses :** L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société, à propos notamment, sans s'y limiter, des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, de rendement des 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 Risques » de la présente notice annuelle et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité à lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; la capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'énergie; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la défaillance de l'équipement ou les activités d'entretien et d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives régissant les dettes actuelles et futures; la possibilité que la Société ne déclare pas ni ne verse un dividende; l'incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions; l'intégration des acquisitions réalisées et futures; des changements quant au soutien gouvernemental pour l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; la variabilité du rendement des installations et les 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'acceptation 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 politiques et réglementaires; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les CAÉ; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transport d'électricité (y compris la dépendance envers des tiers); les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les fluctuations du taux de change; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie

hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; la cybersécurité; le caractère suffisant de la couverture d'assurances; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; le fait que les produits provenant de certaines installations fluctuent en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité; les risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains; les modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et la disponibilité du financement par des investisseurs participant au partage fiscal; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les risques liés aux 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 de représentants de la Société.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses 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 de la présente notice annuelle ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Le tableau ci-dessous 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.

**Production prévue**

Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (« PMLT »). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants: dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée.

La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. Cette consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

- Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe
- Variations des régimes hydrologiques et éoliens, ainsi que de l'ensoleillement
- Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues
- Catastrophes naturelles et cas de force majeure
- Risques politiques et réglementaires affectant la production
- Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production
- Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes
- Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport d'électricité
- Litiges

**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 une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris les parcs éoliens Foad City, Shannon et Flat Top, le parc solaire Phoebe et la centrale Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et la centrale Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les CAÉ prévoient également un rajustement 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. La consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

- Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »
- Dépendance envers les CAÉ
- Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité
- Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité
- Changements dans la conjoncture économique générale
- Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants

## PRINCIPALES HYPOTHÈSES

## PRINCIPAUX RISQUES ET PRINCIPALES INCERTITUDES

### BAIIA ajusté prévu

Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en ajoutant au (déduisant du) bénéfice net (perte nette) la provision liée à (le recouvrement de) la charge d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers.

- Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « **Production prévue** » et « **Produits prévus** »
- Charges d'entretien imprévues

### BAIIA ajusté proportionnel prévu

Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté proportionnel annuel en additionnant le BAIIA ajusté prévu et la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux crédits d'impôts à la production (« **CIP** ») et la quote-part du montant net des autres produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex liée aux CIP.

- Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « **Production prévue** », « **Produits prévus** » et « **BAIIA ajusté prévu** »

### Intention de payer un dividende trimestriel

La Société évalue le dividende annuel qu'elle entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.

- Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « **Production prévue** », « **Produits prévus** » et « **BAIIA ajusté prévu** »
- Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende

## PRINCIPALES HYPOTHÈSES

## PRINCIPAUX RISQUES ET PRINCIPALES INCERTITUDES

### Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des projets en développement ou des projets potentiels

La Société peut faire (dans la mesure du possible) une estimation de la puissance installée potentielle, des coûts estimés, des modalités de financement et du calendrier de développement et de construction pour chaque projet en développement ou projet potentiel fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, en plus d'information 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 tenant compte d'estimations sur sa position stratégique et sa position concurrentielle actuelles, ainsi que sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses projets en développement et de ses projets potentiels, que la Société évalue compte tenu de son expérience en tant que promoteur.

- Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations
- Exécution par les principales contreparties, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs
- Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets
- Capacité à obtenir les terrains appropriés
- Obtention des permis
- Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement
- Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants
- Inflation plus élevée que prévue
- Approvisionnement en matériel
- Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement
- Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres
- Risques d'ordre réglementaire et politique
- Catastrophe naturelle et cas de force majeure
- Relations avec les parties prenantes
- Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers
- Résultats du processus de demande de règlements d'assurance
- Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable
- Capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires
- Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures
- Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants

### Intention de répondre à des appels d'offres

La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des offres aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.

- Risques réglementaires et politiques
- Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires
- Capacité de conclure de nouveaux CAÉ
- Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants
- Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable
- Relations avec les parties prenantes

## PRINCIPALES HYPOTHÈSES

## PRINCIPAUX RISQUES ET PRINCIPALES INCERTITUDES

### Admissibilité aux CIP et aux crédits d'impôt à l'investissement (« CII ») et point de basculement attendu de la participation au partage fiscal

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 participations au partage 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. Le point de basculement attendu pour les participations au partage fiscal est déterminé en fonction des PMLT et des produits de chaque projet et est assujéti en outre aux risques connexes mentionnés ci-dessus.

- Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres
- Risques politiques et réglementaires
- 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 AUX STATUTS DE LA SOCIÉTÉ
25 octobre 2007	Certificat de modification	La Société a changé son 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 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 26 février 2020, 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 2019.

## DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

---

La Société s'investit dans l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a, en date du 26 février 2020, seule ou par l'intermédiaire de diverses entreprises, aménagé, mis en service commercial ou acquis 37 centrales hydroélectriques, 26 parcs éoliens et 5 parcs d'énergie solaire, représentant une puissance installée nette totale de 2 588 mégawatts (« **MW** ») (puissance brute de 3 488 MW) en exploitation. Sur ses sept projets en développement, deux sont actuellement en construction et devraient atteindre la mise en service commerciale entre 2020 et 2022. Tous ses projets potentiels sont à différents stades de développement avec une puissance potentielle installée combinée brute de 7 115 MW.

## DÉVELOPPEMENTS RÉCENTS

Le 6 février 2020, la Société et Hydro-Québec ont annoncé la création d'une alliance stratégique (l'« **alliance stratégique** ») qui visera des investissements stratégiques spécifiques dans des domaines d'investissement ciblés qui incluent des projets éoliens et solaires comprenant des volets de stockage par batteries ou de transport, des projets relatifs à une production décentralisée ou des réseaux autonomes d'énergie renouvelable. Aux fins de l'alliance stratégique, Hydro-Québec a engagé, par l'entremise d'une société affiliée, un montant initial de 500 M\$ qui sera entièrement consacré à des projets d'énergie renouvelable réalisés conjointement avec la Société. Le même jour, Hydro-Québec, par l'entremise de la Société de portefeuille HQI Canada Inc., sa filiale indirecte à 100 %, a investi 660 870 583 \$ dans la Société sous forme d'un placement privé (« **placement privé** ») de 34 636 823 actions ordinaires de la Société à un prix de 19,08 \$ par action ordinaire, ce qui comprend une prime de 5,0 % du prix moyen pondéré en fonction du volume sur la période de 30 jours se terminant le 5 février 2020. Avec ce placement privé, Hydro-Québec détient indirectement 19,9 % des actions ordinaires émises et en circulation de la Société sur une base non diluée.

# SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

## Exercice 2019

Le 25 mars 2019, la Société a mis à jour ses projections financières pour 2019 publiées dans son dernier rapport de gestion 2018. En supposant que la Transaction HS Orka (telle que définie ci-dessous) sera complétée à la fin du deuxième trimestre 2019 et à la suite de la vente, les projections financières de 2019 ont été révisées et la Société prévoit une augmentation de la production d'électricité de 10 % comparativement à 20 %, une augmentation des produits de 7 % comparativement à 15 %, une augmentation du BAIIA ajusté de 11 % comparativement à 15 %, une augmentation du BAIIA ajusté proportionnel de 9 % comparativement à 12 % et une augmentation des flux de trésorerie disponibles de 10 % (comme prévu initialement). En outre, à la clôture de la transaction, la durée moyenne pondérée restante des contrats d'achat d'électricité d'Innergex devrait augmenter pour passer à 17,4 ans et l'âge moyen pondéré des installations, diminuer à 7,2 ans.

L'année 2019 a été marquée par la réalisation de la Transaction HS Orka et la mise en service de deux des plus gros projets de la société, le parc solaire Phoebe de 250 MW<sub>CA</sub> et le parc éolien Foard City de 350,3 MW.

Le 23 mai 2019, la Société a complété la vente de sa filiale à 100% Magma Energy Sweden A.B. qui détenait une participation de 53,9 % dans HS Orka hf (« **HS Orka** ») à Jarðvarmi slhf (« **Jarðvarmi** ») suivant l'exercice de son droit de premier refus (la « **Transaction HS Orka** »). La Transaction HS Orka a été complétée pour un prix de 297,9 M\$ US (401,5 M\$ CA) en tenant compte des ajustements de clôture.

Le 8 mai 2019, la Société a annoncé la clôture du financement de la construction et d'un engagement de financement de partage fiscal pour le projet éolien de Foard City situé dans le comté de Foard au Texas (le « **projet éolien Foard City** »). Le financement de 290,9 M\$ US (388,7 M\$ CA) a été convenu avec les prêteurs Santander, MUFG, Zions Bancorp et la Banque Royale du Canada, soutenu par un engagement de financement de partage fiscal de 275,0 M\$ US (367,5 M\$ CA) de Berkshire Hathaway Energy et une facilité de prêt à terme de 7 ans de 23,3 M\$ US (31,1 M\$ CA) avec une période d'amortissement de 10 ans qui sera fournie par les prêteurs à la date de mise en service.

Le 21 mai 2019, la Société a annoncé qu'elle a reçu l'approbation de la Bourse de Toronto (« **TSX** ») de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions ordinaires (l'« **offre de 2019** »). Dans le cadre de l'offre de 2019, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à 2 000 000 de ses actions ordinaires représentant approximativement 1,5 % de ses actions ordinaires émises et en circulation. L'offre de 2019 a débuté le 24 mai 2019 et prendra fin le 23 mai 2020. En date des présentes, aucune action ordinaire n'a été rachetée.

Le 27 mai 2019, la Société, la Corporation Foncière Pituvik de Inukjuak (« **Pituvik** ») et Hydro-Québec ont annoncé la construction d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 7,5 MW sur la rivière Inukjuak près d'Inukjuak, au Nunavik, dans le nord du Québec (le « **projet hydroélectrique Innavig** »). Ce projet novateur permettra d'alimenter les clients desservis par le réseau autonome d'Inukjuak en énergie propre et renouvelable. La préparation du site a débuté au quatrième trimestre de 2019 et la construction est prévue en 2020. La centrale devrait commencer à desservir la communauté vers la fin de 2022. Un CAÉ de 40 ans a été signé avec Hydro-Québec. Le début de la construction est prévu au second trimestre 2020 et la mise en service commerciale pour la fin 2022. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Projets en développement – Projets hydroélectriques* ».

Le 30 septembre 2019, la Société a clôturé un placement par voie de prise ferme d'un capital global de 125,0 M\$ de débentures convertibles 4,65 % (les « **débentures convertibles 4,65 %** ») au prix de 1 000 \$ par débenture. Les débentures convertibles 4,65 % sont subordonnées et non garanties, leur date d'échéance est le 31 octobre 2026, elles portent intérêt au taux annuel de 4,65 %, payable semestriellement, et sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires au prix de conversion de 22,90 \$ l'action ordinaire (le « **prix de conversion 4,65 %** »), le tout tel que le prévoit la convention de prise ferme (la « **convention de prise ferme relative aux débentures convertibles 4,65 %** ») datée du 11 septembre 2019. Les débentures convertibles 4,65 % ont commencé à être négociées à la TSX le 30 septembre 2019 sous le symbole « **INE.DB.C** ». Voir la rubrique « *Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Débentures convertibles 4,65 %* ».

Le 30 septembre 2019, la Société a annoncé la mise en service commerciale du parc éolien Foard City de 350,3 MW, un projet composé de 139 éoliennes GE, réparties sur 31 449 acres dans le comté de Foard au Texas. Le parc éolien bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 12 ans avec Vistra Energy portant sur 300 MW de la puissance installée totale du parc éolien de Foard City. Le reste de la production du projet recevra un prix à la valeur du marché. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Installations en exploitation – Parcs éoliens en exploitation* ».

Le 8 octobre 2019, la Société a annoncé qu'elle a complété le rachat annoncé précédemment de toutes les débentures subordonnées non garanties convertibles 4,25 % venant à échéance le 31 août 2020 (les « **débentures convertibles 4,25 %** »), conformément aux dispositions de l'acte de fiducie daté du 10 août 2015, régissant ces débentures. Le 5 septembre 2019, la Société a émis un avis de rachat visant les débentures convertibles 4,25 % en circulation d'un capital global impayé de 100 M\$. De ce capital global, un montant de 86 652 000 \$ a été converti à la demande des porteurs en 5 776 795 actions ordinaires d'Innergex au prix de conversion de 15 \$ par action ordinaire. Le solde de 13 348 000 \$ a été racheté à la date de l'annonce au prix de 1 000 \$ par débenture, plus l'intérêt couru et impayé jusqu'au, en l'excluant, 8 octobre 2019, et financé par des prélèvements sur la facilité de crédit à terme rotative de la Société. Les débentures convertibles 4,25 % qui étaient inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « **INE.DB.A** » ont été radiées le 8 octobre 2019.

Le 19 novembre 2019, la Société a annoncé la mise en service complète de l'important parc solaire photovoltaïque Phoebe de 250 MW<sub>CA</sub> situé dans le comté de Winkler, au Texas (le « **parc solaire Phoebe** »). Le parc solaire Phoebe était, à ce moment, le plus grand parc solaire en exploitation dans l'État du Texas. La totalité de la production de Phoebe sera vendue au réseau électrique d'ERCOT et 89 % de l'énergie produite recevra un prix fixe en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 12 ans conclu avec Shell Energy North America. Le reste de la production du projet fera l'objet d'un prix sur le marché libre. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Installations en exploitation – Parcs solaires en exploitation* ».

Le 28 novembre 2019, la Société a annoncé qu'un CAÉ à long terme a été signé avec une société américaine ayant une cote d'investissement de première qualité pour le projet solaire photovoltaïque Hillcrest de 200 MW<sub>CA</sub> situé dans le comté de Brown en Ohio (le « **projet solaire Hillcrest** »). Les ventes prévues au CAÉ devraient débiter lorsque le projet aura été mis en service commercial, ce qui devrait se produire en 2020. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Projets en développement – Autres projets en développement* ».

## Exercice 2018

Le 6 février 2018, la Société a annoncé la clôture de l'acquisition d'Alterra Power Corp. (« **Alterra** »). Le 30 octobre 2017, la Société et Alterra Power Corp. ont annoncé qu'elles ont conclu une convention d'arrangement (la « **convention d'arrangement d'Alterra** ») en vertu de laquelle la Société a accepté d'acquérir 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 \$, y compris la prise en charge des dettes d'Alterra (l'« **acquisition 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. La Société a déposé le 3 mai 2018 une déclaration d'acquisition d'entreprise sur SEDAR à cet égard. On peut consulter la déclaration sur le site [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

L'année 2018 a été marquée par la réalisation de sept acquisitions, dont la plus importante acquisition d'Innergex à ce jour, Alterra Power Corp. le 6 février 2018. En 2018, Innergex a également pénétré un nouveau marché en concluant un partenariat au Chili.

L'acquisition d'Alterra incluait également une participation indirecte de 54 % dans une filiale qui possédait une participation de 30 % dans le Blue Lagoon Geothermal Spa and Resort situé en Islande. Le 23 mai 2019, la Société a vendu cette participation suivant la clôture de la Transaction HS Orka. 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 obtenu un prêt à terme de cinq ans subordonné non garanti au montant de 150 M\$ 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 M\$ à 700 M\$ 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 de 200 MW situé près de la municipalité de Priddy, au Texas (le « **parc éolien Flat Top** »). La Société détient une participation de 51 % dans le parc 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 %. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Installations en exploitation – Parcs éoliens en exploitation* ».

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 Walden North (le « **CAÉ Walden** »). Le CAÉ Walden renouvelé est entré en vigueur le 1 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 (« **BCUC** »).

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 Brown Lake pour une période de 40 ans (le « **CAÉ Brown Lake** »). Le CAÉ Brown Lake renouvelé est entré en vigueur le 1 avril 2018 et est assujéti à l'approbation de la BCUC.

Par le décret G-278-19 du 8 novembre 2019 (« **décret BCUC** »), en l'absence d'un plan de ressources intégré mis-à-jour et approuvé de BC Hydro (« **IRP** »), BCUC a refusé de déterminer si le CAÉ Walden et le CAÉ Brown Lake étaient, à la date du décret BCUC, dans l'intérêt public. Toutefois, BCUC est prête à envisager d'accepter les renouvellements de CAÉ pour des périodes inférieures à 40 ans afin de permettre la conclusion de la prochaine procédure IRP de BC Hydro, dans laquelle il pourrait y avoir davantage de précisions sur les besoins énergétiques à long terme de BC Hydro et les alternatives d'approvisionnement pour répondre à la demande. En conséquence, BCUC a ajourné la procédure de demande d'approbation du CAÉ Walden et du CAÉ Brown Lake pendant 60 jours à compter de la date du décret BCUC afin de permettre aux parties au CAÉ Walden et au CAÉ Brown Lake de réviser et de soumettre à nouveau à la BCUC de nouveaux CAÉ d'une durée ne dépassant pas trois ans à compter de la date du décret BCUC. À la demande de BC Hydro, BCUC a ensuite prolongé la période d'ajournement de 45 jours supplémentaires. À la date de la présente notice annuelle, les parties au CAÉ Brown Lake envisagent de soumettre à nouveau à BCUC un CAÉ Brown Lake révisé d'une durée maximale de trois ans à compter de la date du décret BCUC, tandis que les parties au CAÉ Walden envisagent, pour l'instant, de ne pas soumettre à nouveau à BCUC un CAÉ Walden révisé.

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 pour le parc éolien Foard City de 300 MW situé dans le comté de Foard au Texas (le « **CAÉ Foard City** »). Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Installations en exploitation – Parc éoliens en exploitation* ».

Le 15 mai 2018, la Société a acquis la participation de 33,3 % de Leducor Power Group Ltd. dans Creek Power Inc. (« **Creek Power** »), une société qui détenait 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 (les « **projets Creek** »). La Société détenait la participation restante de 67,7 % dans Creek Power. À la suite de l'acquisition, la Société est devenue l'unique actionnaire de Creek Power. En mai 2019, la Société a transféré sa participation de 100 % dans Creek Power à Alterra qui a ensuite fusionné avec Creek Power. Alterra détient directement les projets Creek.

Le 12 juin 2018, la Société a clôturé un placement par voie de prise ferme d'un capital global de 150,0 M\$ 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 4,75%** »), 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 – Description générale de la structure du capital - Débentures convertibles 4,75 %* ».

Le 2 juillet 2018, la Société a acquis le parc solaire Phoebe de Longroad Energy Partners, LLC. Un avis final de démarrage des travaux de construction a été émis à cette date et la mise en service commerciale a débuté le 19 novembre 2019.

Le 3 juillet 2018, la Société a acquis une participation de 50 % dans Energia Llaima SpA (« **E-Llaima** ») au Chili pour une contrepartie totale de 110 M\$ US (153,3 M\$ CA). Le 5 juillet 2018, E-Llaima a conclu l'acquisition du projet hydroélectrique Duquenco de 140 MW pour un prix d'achat d'environ 210 M\$ US (268 M\$ CA), déduction faite d'environ 10 M\$ US (12,8 M\$ CA) en espèces. E-Llaima possède maintenant trois centrales hydroélectriques (total de 152 MW) et une centrale thermosolaire (34 MW) en exploitation, ainsi que deux centrales hydroélectriques en développement (total de 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 630 M\$. La Société détenait les participations restantes dans les parcs éoliens Cartier de 38 % et de 50 % dans les entités d'exploitation Cartier. 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 M\$, 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 M\$. Elle a été remboursée le 31 mai 2019.

Le 19 décembre 2018, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 570,4 M\$ 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 rotatif 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 M\$ 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 M\$. Les 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 M\$ 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 M\$ 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.

En 2017, Innergex a consolidé sa position en France et mis en service deux centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique.

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 CAE, 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 M\$ Euro (soit 49 M\$ CA) et lors de la clôture, était assujéti à certains rajustements. Voir la rubrique « *Descriptions des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Installations en exploitation – Parcs éoliens en exploitation* ».

Le 6 avril 2017, Upper Lillooet River Power Limited Partnership a procédé à la mise en service commerciale 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 – Portefeuille d'actifs – Installations en exploitation – Centrales hydroélectriques en exploitation* ».

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 décembre 2017.

Le 26 mai 2017, Boulder Creek Power Limited Partnership a procédé à la mise en service commerciale 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 – Portefeuille d'actifs – Installations en exploitation – Centrales hydroélectriques en exploitation* ».

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 un 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 à un prix moyen pondéré versé par action ordinaire de 13,63 \$ par l'entremise de la TSX.

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 – Portefeuille d'actifs – Installations en exploitation – Parcs éoliens en exploitation* ».

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 M\$. 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.

## 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; et iv) certains déchets comme la biomasse (par exemple, des déchets ligneux provenant de l'exploitation des produits forestiers) et les gaz d'enfouissement. La demande pour l'énergie renouvelable en Amérique du Nord, en France 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 et de lutte contre le changement climatique ainsi que par une demande accrue pour de l'électricité. 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.

À l'égard de la Société, les raisons qui expliquent son rôle croissant dans l'approvisionnement en énergie renouvelable en Amérique du Nord, en France et en Amérique Latine, incluent :

- la demande croissante d'énergie renouvelable comme clé de la transition énergétique pour lutter contre le changement climatique, comme le soutiennent les accords internationaux tels que l'Accord de Paris;
- la sensibilisation accrue aux avantages de l'énergie renouvelable dans la lutte aux impacts des changements climatiques;
- les politiques gouvernementales stables et à long terme pour l'acquisition de nouvelles capacités d'énergie renouvelable;
- la disponibilité de contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties solvables;
- 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;
- sa capacité à évaluer et à trouver les meilleurs sites pour le développement de nouveaux projets en coopération avec les communautés locales;
- sa capacité à prévoir de manière adéquate les coûts totaux de construction, les recettes et les dépenses prévues pour chaque projet, dans un marché où la compétitivité des coûts des centrales de production d'énergie renouvelable s'améliore rapidement;
- sa capacité à faire des acquisitions rentables; et
- sa capacité à financer sa croissance.

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 sur la croissance propre et les changements climatiques en 2016. Il s'agit notamment d'un engagement visant à éliminer progressivement la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030 et qui a abouti à la mise en place d'un prix national sur la pollution par le carbone des installations industrielles à partir de 2019. Le plan comprend un système de tarification fondé sur la production pour réduire la pollution par le carbone de la production d'électricité et garantir que les sources d'électricité renouvelables, telles que l'éolien et le solaire, peuvent concurrencer encore plus efficacement contre les sources non-renouvelables. 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 – générer au moins 93 % de son électricité à partir de ressources propres ou renouvelables;
- Alberta – au moins 30 % de sa production d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables d'ici 2030;
- Saskatchewan – jusqu'à 50 % de son électricité à partir de ressources renouvelables d'ici 2030;
- Québec – accroître la production totale d'énergie renouvelable de 25 % d'ici 2030;
- Nouvelle-Écosse – 40 % de l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables d'ici 2020;
- Nouveau-Brunswick – 40 % de l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables d'ici 2020;
- Yukon - augmenter l'énergie renouvelable de 20 % de 2009 à 2020.

Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques avec une puissance hydroélectrique installée estimative de plus de 80 000 MW en 2017, il est le quatrième producteur d'énergie hydroélectrique en importance 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 en 2018. Elle a défini une stratégie future pour l'énergie éolienne qui permettrait d'atteindre une production de 65 000 MW d'ici 2025.

L'énergie solaire est une source d'électricité modeste mais en pleine croissance au Canada et la croissance future est axée sur les possibilités dans les Prairies. En 2018, la production d'énergie solaire du pays était de plus de 3 000 MW, ce qui fait du Canada le neuvième producteur mondial d'énergie solaire.

Les énergies éoliennes et solaires combinées représentent aujourd'hui 5 % de la production totale d'énergie au Canada. La Régie de l'énergie du Canada prévoit qu'elles passeront à près de 10 % d'ici 2040, tandis que les coûts des deux technologies continueront de diminuer.

## 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 tous les appels d'offre pour l'approvisionnement d'énergie au Québec.

En 2016, le gouvernement du Québec a publié sa politique énergétique 2030 qui comprend des objectifs visant à augmenter la production d'énergie renouvelable et à favoriser la transition vers une économie faible en carbone. En 2020, un nouveau plan d'électrification et de lutte contre le changement climatique sera lancé afin d'atténuer le changement climatique et de s'y adapter, l'électrification des bâtiments, des transports et de l'industrie étant un élément clé. 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'électricité 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. La Commission des services publics de la Colombie-Britannique est un organisme indépendant du gouvernement provincial qui est responsable de réglementer les tarifs et les normes de qualité de service des services publics de gaz naturel et d'électricité en Colombie-Britannique.

Le régime intégré des ressources de BC Hydro devrait être mis à jour en 2021. 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, et les objectifs ambitieux de la province en matière d'électrification continueront à stimuler le besoin provincial 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. Le projet est actuellement en construction et la mise en service commerciale 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 son objectif 2030 de réduction de 40 % des émissions de GES. 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 réglemente le secteur énergétique de l'Ontario par l'octroi de permis, l'élaboration et l'application de règles et de normes et la réglementation des tarifs de la Société d'État de services publics Ontario Power Generation (« OPG »). La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») qui a absorbé l'Office de l'électricité de l'Ontario 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.

Les perspectives de planification annuelle de la SIERE sont des prévisions sur 20 ans pour le réseau électrique de l'Ontario qui visent à orienter les décisions d'investissements et le développement du marché. Publiées au début de 2020, les perspectives estiment que l'Ontario se trouve actuellement dans une situation d'approvisionnement stable après des années d'investissement dans la nouvelle production. De nouveaux engagements pour les ressources existantes et disponible seront nécessaires à partir de 2023 en raison d'une augmentation lente et régulière de la demande d'électricité, de l'expiration des contrats de production et de la remise à neuf des centrales nucléaires. La SIERE a également 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 d'un jour d'avance et de réduire les coûts pour les consommateurs.

## 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. Le crédit d'impôt pour la production d'énergie éolienne qui devait expirer à la fin 2019, a été prolongé jusqu'à la fin de 2020 et a augmenté pour cette année. 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.

Comme la demande d'électricité croît modestement, les principaux moteurs de la nouvelle capacité devraient être le retrait des unités de combustible fossile les plus anciennes et moins efficaces, la disponibilité de crédits d'impôt à l'énergie renouvelable et la baisse continue du coût d'investissement des sources d'énergies renouvelables, en particulier, l'énergie solaire photovoltaïque (PV). Le faible prix du gaz naturel et le coût favorable des sources d'énergies renouvelables combinés aux engagements prescrits par la loi au niveau de l'État en faveur d'énergie renouvelable devraient faire du gaz naturel et des énergies renouvelables les principales sources de nouvelle capacité de production à court terme.

En 2019, les États ont été très actifs dans l'adoption et le renforcement des normes de portefeuille d'énergie renouvelable (RPS), des politiques qui obligent les fournisseurs d'électricité à obtenir une certaine quantité de leur électricité à partir de ressources renouvelables désignées ou de technologies admissibles. Vingt-neuf États, Washington D.C. et trois territoires ont maintenant adopté des RPS, neuf territoires, dont Hawaii, exigeant une électricité 100 % propre d'ici 2050. Les vingt-neuf États et le district de Columbia qui ont mis en place des politiques RPS juridiquement contraignantes ont représenté collectivement 63 % des ventes au détail d'électricité aux États-Unis en 2018.

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 est en tête des États-Unis pour la production d'énergie, principalement à partir de pétrole brut et de gaz naturel. Il est également le plus grand producteur d'électricité de tous les États et le plus grand producteur d'énergie éolienne aux États-Unis. L'État est un leader dans le développement de l'énergie éolienne depuis le début des années 1990 et dispose actuellement d'une capacité éolienne installée de presque 24 GW et de plus de 6 GW en construction, dépassant ainsi son objectif de 10 GW de capacité d'énergie renouvelable installée d'ici 2025. L'État a encouragé la construction d'installations éoliennes en autorisant les zones compétitives d'énergie renouvelable (« **CREZ** »), un effort de 7 milliards de dollars dans le cadre duquel des lignes de transmission ont été construites pour se connecter aux futurs parcs éoliens dans les zones à fort potentiel éolien.

Les niveaux élevés de rayonnement solaire direct dans les parties centrales et occidentales de l'État confèrent au Texas l'un des plus grands potentiels d'énergie solaire du pays. La baisse des coûts des panneaux solaires photovoltaïques et l'amélioration de l'accès à la transmission ont entraîné une augmentation rapide de la capacité photovoltaïque solaire pour atteindre presque 2,3 GW de puissance installée à l'échelle du service public, avec 13 GW supplémentaires qui devraient être en service d'ici la fin de 2025.

### **Cadre réglementaire et méthode de distribution**

Au Texas, le principal réseau électrique est exploité par le Conseil de fiabilité de l'électricité du Texas (« **ERCOT** ») et est largement isolé des réseaux électriques interconnectés qui desservent l'est et l'ouest des États-Unis. Cet isolement signifie que le réseau ERCOT n'est pas soumis à la surveillance de la Federal Energy Regulatory Commission et qu'il dépend, pour l'essentiel, de ses propres ressources pour répondre aux besoins en électricité. Sans recourir à des contrats à prix fixe à long terme, ERCOT a réussi à développer l'énergie éolienne à grande échelle et l'énergie solaire à l'échelle du service public prend de plus en plus d'importance.

Combiné au cadre réglementaire limité applicable aux autorisations et à la construction sur des terres privées, à l'indépendance d'ERCOT et au programme CREZ, la demande d'énergies renouvelables devrait continuer à augmenter au Texas.

## Énergie renouvelable en France

La France continue d'être très intéressante pour l'énergie renouvelable. En 2019, le gouvernement français a confirmé son objectif d'augmenter la part des énergies renouvelables dans les dix prochaines années en fixant des objectifs spécifiques par technologie. Cela se traduit par une puissance installée de 35 GW d'éoliennes terrestres prévue d'ici 2028, ce qui reste notre principal objectif sur ce marché.

### **Cadre réglementaire et méthode de distribution**

Le réseau électrique français est largement déréglementé en ce qui concerne la production, les services auxiliaires et la fourniture d'électricité. Toutefois, il s'agit toujours d'un monopole quant à la distribution et au transport. Le gestionnaire du réseau de transport (RTE) et le gestionnaire du réseau de distribution (ENEDIS), tous deux filiales d'Électricité de France (« **EDF** »), sont responsables de la gestion des infrastructures de distribution et de transport et ont le devoir de fournir une interconnexion aux projets d'énergie renouvelable à des conditions normalisées. Ainsi, l'environnement énergétique reste très favorable aux promoteurs de projets d'énergie renouvelable.

Bien que la France soit susceptible de réduire la disponibilité de ses contrats de tarifs de rachat, elle s'est engagée à étendre le système d'appel d'offres pour l'approvisionnement en énergie renouvelable supplémentaire. Conformément à ses objectifs stratégiques visant à atteindre 35 GW d'ici 2028, les appels d'offres devraient porter sur 1,5 et 2 GW de projets supplémentaires chaque année. Les CAÉ attribués seraient toujours proposés par l'intermédiaire d'une entité soutenue par le gouvernement pendant une longue période (20 ans).

## Énergie renouvelable au Chili

L'énergie renouvelable continue d'augmenter au Chili. En 2019, la production d'énergie solaire et éolienne a atteint un total de 11 186 gigawattheures (« GWh »), soit une augmentation de 22 % par rapport à 2018, et représente 14,5 % de la production totale d'électricité. Par ailleurs, les centrales hydroélectriques continuent de jouer un rôle important en 2019, représentant 27 % de la production totale (ce qui équivaut à 20 793 GWh) soit 11 % de moins par rapport à 2018.

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. Depuis 2014, 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.

Selon le National Electric Coordinator, 62 centrales électriques ont été mises en service commercial en 2020, ce qui représente environ 4 000 MW d'électricité supplémentaire (une augmentation de 100 % par rapport à 2019). Parmi celles-ci, les parcs solaires représentent 34 nouveaux parcs ajoutant 1 504 MW de puissance au réseau. De leur côté, les parcs éoliens représenteront 14 nouveaux parcs d'une puissance totale de 1 107 MW. Enfin, 10 nouvelles centrales hydroélectriques ont été mises en service commercial en 2020, ajoutant 756 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. 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 2019 (39 %).

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'énergie renouvelable non-conventionnelle. En 2020, la production d'énergie renouvelable non-conventionnelle devrait atteindre 20 %, soit 5 ans avant la cible prescrite par la loi adoptée en 2013 de 20 % de l'énergie produite au Chili provenant 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.

## 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 parcs de production d'énergie solaire photovoltaïque sont composés 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 parcs de production d'énergie 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 parcs 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.

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

Les projets d'énergie renouvelable, comme les centrales hydroélectriques au fil de l'eau, les parcs éoliens et les parcs solaires 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 ou de la vitesse du vent; une turbine ne fonctionne pas toutes les heures de l'année. La production des parcs solaires dépend de la lumière du soleil. Le facteur d'utilisation mesure la productivité d'une source électrogène. Plusieurs 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 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 1992 et novembre 2019, les installations ont un âge moyen pondéré d'environ 7,0 ans.

L'électricité produite par les installations en exploitation est généralement vendue en vertu de CAÉ 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 15,3 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** »). Elles 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.

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 ses marchés actuels 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 CAÉ ou de renouveler tout CAÉ (voir « **Facteurs de risque** »), la Société estime que les perspectives pour l'industrie des énergies renouvelables sont prometteuses.

## DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE

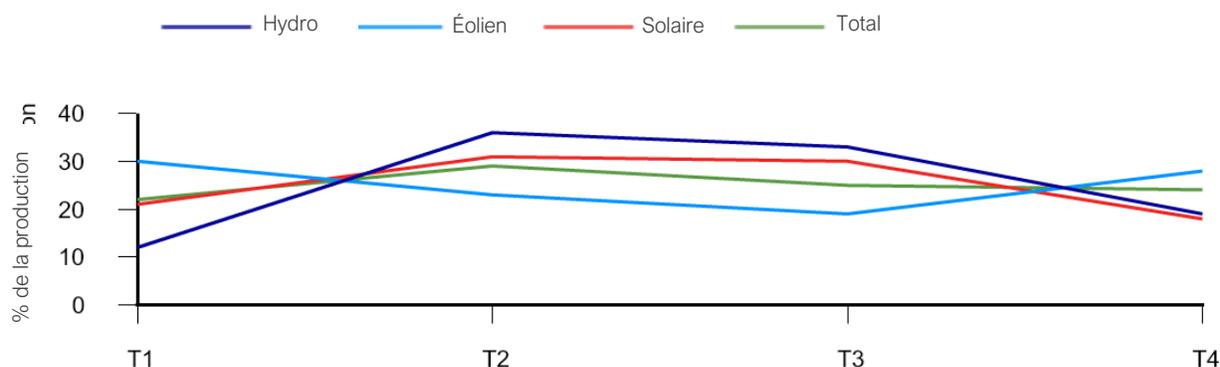
La Société ne croit pas dépendre en grande partie d'une seule entente contractuelle. Cependant, la Société a relevé trois clients importants. Le tableau suivant présente les ventes par la Société à ces trois clients importants, aux termes de ses divers CAÉ, chacun représentant plus de 10 % de ses revenus en 2019 de 557,0 M\$ (481,4 M\$ en 2018) :

CLIENTS IMPORTANTS	NOTATION DE CRÉDIT DE STANDARD & POOR'S	SECTEUR	REVENUS POUR L'EXERCICE TERMINÉ	
			31 DÉCEMBRE 2019 M\$	31 DÉCEMBRE 2018 M\$
BC Hydro	AAA	Production hydroélectrique	158,1	170,1
Hydro-Québec	A+	Production hydroélectrique et éolienne	249,0	185,1
Électricité de France	A+	Production éolienne	91,7	84,5

## CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE

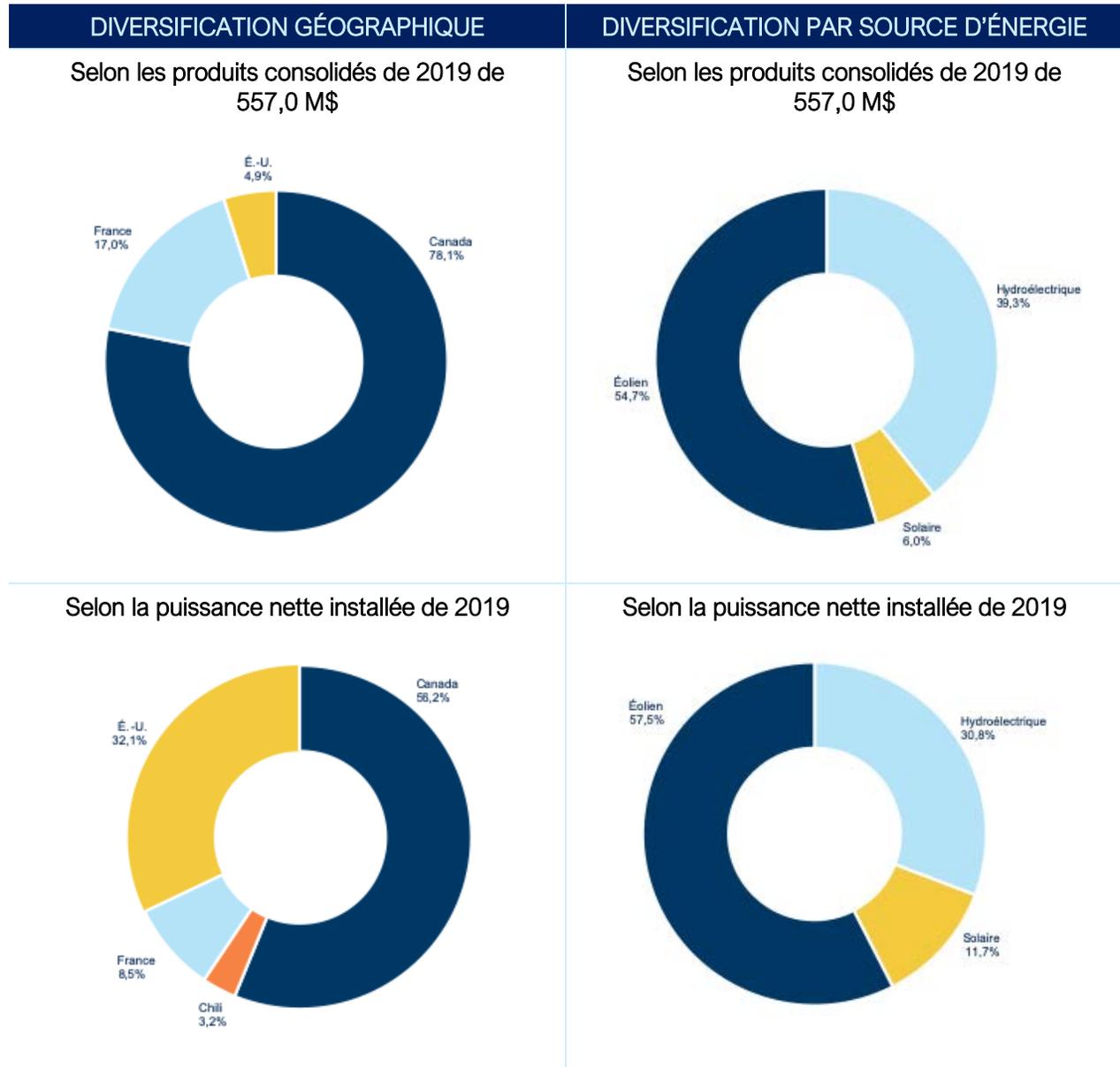
L'industrie de l'énergie renouvelable est saisonnière en raison de la dépendance de l'industrie envers les conditions météorologiques pour la disponibilité des ressources en eau, éoliennes et la lumière du soleil pour la production d'électricité.

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



Le pourcentage de production est fondé sur la PMLT pour les installations en exploitation au 26 février 2020. 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.

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 au Chili, comme il est présenté ci-dessous au 31 décembre 2019). 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.



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 trois parcs solaires aux États-Unis, trois parcs éoliens, deux aux États-Unis et un en Colombie-Britannique. 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 2019, la Société comptait trois secteurs opérationnels : la production d'énergie hydroélectrique, la production d'énergie éolienne et la production d'énergie solaire. Par l'entremise de ces trois secteurs opérationnels, la Société vend l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et ses parcs solaires en exploitation à des entreprises de services publics, à d'autres contreparties solvables ou à des marchés de l'électricité et analyse des sites potentiels et aménagement des installations hydroélectriques, éoliennes et solaires jusqu'au stade de la mise en service.

SECTEURS OPÉRATIONNELS	PRODUITS D'EXPLOITATION DE LA SOCIÉTÉ PAR SECTEURS OPÉRATIONNELS <sup>1)</sup>			
	2019		2018	
	M\$	% DU TOTAL DES PRODUITS	M\$	% DU TOTAL DES PRODUITS
Production d'énergie hydroélectrique	218,9	39,3%	238,7	49,6 %
Production d'énergie éolienne	304,7	54,7%	223,6	46,4 %
Production d'énergie solaire	33,4	6,0%	19,1	4,0 %

1. Au cours de la période close le 31 mars 2019, parallèlement à la conclusion d'une entente visant la vente de sa participation dans HS Orka, le secteur de la production géothermique de la Société a été reclassé dans les activités abandonnées dans ses états financiers. Par conséquent, l'information sectorielle comparative a été retraitée.

## PORTEFEUILLE D'ACTIFS

Au 26 février 2020, la Société détient une participation dans trois groupes de projets à diverses étapes : les Installations en exploitation, les Projets en développement et les Projets potentiels.

## Installations en exploitation

Au 26 février 2020, la Société possède et exploite 68 installations en exploitation commerciale (les « installations en exploitation »). La Société partage la propriété de 38 installations en exploitation avec des partenaires commerciaux, financiers, locaux ou autochtones. La plupart des installations en exploitation vendent l'électricité produite à prix fixe aux termes de CAÉ à long terme.

SECTEURS OPÉRATIONNELS	NOMBRE D'INSTALLATIONS EN EXPLOITATION <sup>1)</sup>	PUISSANCE INSTALLÉE (MW)	
		BRUTE <sup>2)</sup>	NETTE <sup>3)</sup>
Hydroélectricité	37	1 181	797
Éolien	26	1 979	1 489
Solaire	5	328	302
<b>Total</b>	<b>68</b>	<b>3 488</b>	<b>2 588</b>

1. Le nombre d'installations en exploitation comprend toutes les installations détenues et exploitées par la Société, y compris les filiales non entièrement détenues et les coentreprises et entreprises associées.
2. La puissance installée brute correspond à la puissance totale de toutes les installations en exploitation de la Société, y compris celles détenues et exploitées par les filiales non entièrement détenues et les coentreprises et celles exploitées par les associés.
3. La puissance nette correspond à la part proportionnelle de la puissance totale attribuable à la Société en fonction de sa participation dans chaque installation.

## Centrales hydroélectriques en exploitation

En date du 26 février 2020, la Société détient une participation dans 37 centrales hydroélectriques en exploitation ayant une puissance installée nette globale de 797 MW (puissance brute de 1 181 MW), dont neuf sont situées dans la province de Québec, 3 en Ontario et 21 en Colombie-Britannique pour un total de 33 au Canada, une aux États-Unis et 3 au Chili. La majorité sont entièrement automatisées et peuvent être exploitées localement ou à distance.

### CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EN EXPLOITATION SITUÉES AU QUÉBEC (CANADA)

NOM	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION MLT ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
Chaudière	24,0	100 %	116 651	1999	2039
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
Ste-Marguerite	8,5	50,1 %	166 500	1993	2043
	22,0			2002	2027
Windsor	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 à la fin (ou au renouvellement) de CAÉ à l'égard de certaines centrales décrites ci-dessus

La durée initiale de 20 ans du CAÉ de la centrale Chaudière a expiré en mars 2019. La Société a fait parvenir à Hydro-Québec son avis de renouvellement pour une période additionnelle de 20 ans. À la suite des discussions sur les modalités de renouvellement, un nouveau CAÉ a été signé au troisième trimestre de 2019 et expira le 13 mars 2039, sans option de renouvellement.

Le CAÉ de la centrale Ste-Marguerite a atteint la fin de sa durée initiale de 25 ans en décembre 2018. La Société a fait parvenir à Hydro-Québec son avis de renouvellement automatique 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.

La durée initiale de 25 ans du CAÉ de la centrale Montmagny arrivera à échéance en mai 2021. La Société a fait parvenir à Hydro-Québec son avis de renouvellement automatique pour une durée supplémentaire de 25 ans. Les discussions sur les modalités de renouvellement seront entamées au cours de l'année.

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 locateur.

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 locateur.

### CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EN EXPLOITATION SITUÉES EN ONTARIO (CANADA)

NOM	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION MLT ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
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 à la fin (ou au renouvellement) de 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 commerciale de la centrale Umbata Falls, l'entité propriétaire Umbata Falls LP sera dissoute et ses biens et actifs seront transférés aux Ojibways de la Première Nation de Pic River.

#### CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EN EXPLOITATION SITUÉES EN COLOMBIE-BRITANNIQUE (CANADA)

NOM	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION MLT ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
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	2022 <sup>1)</sup>
Douglas Creek	27,0	50,0024 %	92 610	2009	2049
East Toba	147,0	40 %	446 544	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 %	267 319	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 %	87 991	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	2024 <sup>1)</sup>
<b>TOTAL</b>	<b>846,4</b>		<b>3 076 266</b>		

1. Le renouvellement du CAÉ Brown Lake et du CAÉ Walden doit être approuvé par la BCUC.

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

Quarante ans après la date de mise en service commerciale, les actifs de la centrale Ashlu Creek seront transférés à la Première Nation Squamish moyennant un prix nominal.

Au 60 anniversaire de la date de mise en service commerciale de la centrale Douglas Creek, la propriété de celle-ci sera transférée à la Première Nation Douglas (« PND ») sans autre contrepartie.

Au 60 anniversaire de la date de mise en service commerciale 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 commerciale 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 sa 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 1,00 \$ ainsi que ses participations dans le commandité, Cayoose Creek Power Inc. qui détient la centrale Walden North.

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'Axiom Toba Montrose Holding Inc. diminuera de 60 % à 49 %.

Aux termes du Impacts and Benefits Agreement, à tout moment entre la 36 et 50 année après la mise en service commerciale, 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 commandite qui détient ces projets.

La Société est indirectement propriétaire d'une participation de 50,0024 % dans les centrales 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.

#### CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE EN EXPLOITATION SITUÉE DANS L'ÉTAT DE L'IDAHO (ÉTATS-UNIS)

NOM	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION MLT ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
Horseshoe Bend	9,5	100 %	46 800	1995	2030
<b>TOTAL</b>	<b>9,5</b>		<b>46 800</b>		

#### CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EN EXPLOITATION SITUÉES AU CHILI

NOM	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION MLT ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
Guayacán	12,0	34,7 %	68 197	2010	2021
Mampil	55,0	50,0 %	144 428	2001	2020 <sup>1)</sup>
Peuchén	85,0	50,0 %	188 621	2001	2020 <sup>1)</sup>
<b>TOTAL</b>	<b>152,0</b>		<b>401 246</b>		

1. Certains CAÉ qui ont été signés à l'égard des centrales Mampil et Peuchén viendront à échéance en 2020. La Société a signé un CAÉ de 156 GWh jusqu'en 2021 et de 120 GWh jusqu'en 2024. Des discussions sont actuellement en cours avec d'autres clients.

## Parcs éoliens en exploitation

Au 26 février 2020, la Société détient des participations dans 26 parcs éoliens en exploitation d'une puissance installée nette globale de 1 489 MW (puissance brute de 1 979,4 MW) dont 8 sont situés au Canada (7 dans la province de Québec et 1 en C.-B.), 15 en France et 3 aux États-Unis.

### PARCS ÉOLIENS SITUÉS AU QUÉBEC (CANADA)

NOM DES PARCS ÉOLIENS	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION MLT ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
Baie-des-Sables	109,5	100 %	293 400	2006	2026
Carleton	109,5	100 %	334 500	2008	2028
Gros-Morne	211,4	100 %	639 000	2011 2012 <sup>1)</sup>	2032
L'Anse-à-Valleau	100,5	100 %	291 700	2007	2027
Mesgi'g Ugiu's'n	150,0	50 %	562 500	2016	2036
Montagne Sèche	58,4	100 %	190 500	2011	2031
Viger-Denonville	24,6	50 %	72 400	2013	2033
<b>TOTAL</b>	<b>763,9</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 commerciale en 2011 et la phase II de 111 MW en 2012.

### PARC ÉOLIEN SITUÉ EN COLOMBIE-BRITANNIQUE (CANADA)

NOM DU PARC ÉOLIEN	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION MLT ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
Dokie	144,0	25,5 %	302 984	2011	2036
<b>TOTAL</b>	<b>144,0</b>		<b>302 984</b>		

## PARCS ÉOLIENS SITUÉS EN FRANCE

NOM DES PARCS ÉOLIENS	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION MLT ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	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

NOM DES PARCS ÉOLIENS	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION ESTIMATIVE MLT (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
Flat Top <sup>1)</sup>	200,0	51 %	872 500	2018	2031
Shannon <sup>2)</sup>	204,0	50 %	713 806	2016	2029
Foard City	352,8	100 %	1 303 187	2019	2031
<b>TOTAL</b>	<b>756,8</b>		<b>2 889 493</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 26 février 2020, la Société détient des participations dans 5 parcs solaires d'une puissance installée nette globale de 302 MW (puissance brute de 328 MW) dont 1 est situé au Canada (dans la province d'Ontario), 3 aux États-Unis et 1 au Chili.

### PARC SOLAIRE SITUÉ EN ONTARIO (CANADA)

NOM DU PARC SOLAIRE	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION ESTIMATIVE MLT (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
Stardale	27,0	100 %	37 102	2012	2032
<b>TOTAL</b>	<b>27,0</b>		<b>37 102</b>		

### PARCS SOLAIRES SITUÉS AUX ÉTATS-UNIS

NOM DES PARCS SOLAIRES	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION MLT ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
Kokomo <sup>1)</sup>	6	90 %	9 748	2016	2036
Spartan <sup>1)</sup>	10,5	100 %	14 788	2017	2042
Phoebe	250	100 %	713 682	2019	2031
<b>TOTAL</b>	<b>266,5</b>		<b>738 218</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.

### PARC SOLAIRE SITUÉ AU CHILI

NOM DU PARC SOLAIRE	PUISSANCE BRUTE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION MLT ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
Pampa Elvira	34,0	27,5 %	52 357	2013	2023
<b>TOTAL</b>	<b>34,0</b>		<b>52 357</b>		

## Projets en développement

Au 26 février 2020, la Société détenait des participations dans 7 projets en développement, dont 2 sont en construction, qui représentent une puissance installée nette estimative globale de 203,7 MW (puissance brute 207,5 MW) et les cinq autres projets en développement ont une puissance installée brute estimée de 176,9 MW, lesquels sont à différents stades de développement (les « **projets en développement** »). Tous les projets en développement sont présentés dans les tableaux suivants et sont plus amplement décrits ci-après :

### En construction

PAYS	PROJET	PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE PRÉVUE (MW)	PARTICIPATION	PRODUCTION BRUTE MLT <sup>1)</sup> ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE PRÉVUE	EXPIRATION DU CAÉ
<b>PROJET HYDROÉLECTRIQUE</b>						
Canada	Innavik	7,5	50 %	54 700	2022	2062
<b>PROJET SOLAIRE</b>						
États-Unis	Hillcrest	200	100 %	416 522	2020	2035
<b>TOTAL</b>		<b>207,5</b>		<b>471 222</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 ».

## Projet hydroélectrique

### Projet hydroélectrique Innavik (Canada – participation de 50 %)

#### Description

Le projet hydroélectrique Innavik est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau avec une puissance installée prévue de 7,5 MW située sur la rivière Inukjuak près d'Inukjuak, au Nunavik, dans le Nord de Québec.

Le projet remplacera une centrale de production d'électricité au diesel détenue et exploitée par Hydro-Québec afin de fournir de l'électricité à la communauté éloignée du Nord, qui compte près de 2 000 habitants. La construction du projet hydroélectrique Innavik débutera au printemps 2020 et la mise en service commerciale est prévue à la fin 2022.

#### Droits d'utilisation du site et de l'eau

Le projet est situé sur des terres inuites (catégorie 1) à environ 10 km de la communauté. La négociation du bail et des droits d'utilisation de l'eau devrait être achevée au 1<sup>er</sup> trimestre 2020. Le projet a obtenu ses permis environnementaux et l'approbation finale du CAÉ par la Régie de l'énergie en décembre 2019.

#### Contrat d'achat d'électricité

Le projet est détenu à 100 % par Innavik Hydro, société en commandite qui a signé un CAÉ de 40 ans avec Hydro-Québec Distribution. Le CAÉ prévoit un montant annuel fixe en contrepartie d'une énergie et d'une puissance contractuelles garanties.

## Projet solaire

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

#### Description

En date de la présente notice annuelle, le projet solaire Hillcrest est un projet solaire de 200 MW<sub>CA</sub> situé dans le comté de Brown, dans l'État de l'Ohio. Le processus d'autorisation de l'Ohio Power Siting Board est terminé à l'égard du projet 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 premier trimestre de 2020, ce qui permettrait une mise en service commerciale au quatrième trimestre de 2020.

#### Droits d'utilisation du site

Le terrain et les contrats de location ont été entièrement obtenus pour le projet solaire Hillcrest. Toutes les corrections de titres de propriété ont été substantiellement effectuées.

#### Contrat d'achat d'électricité

Le 27 novembre 2019, le CAÉ à long terme du projet solaire Hillcrest a été signée avec une société américaine ayant une cote d'investissement de première qualité.

## Autres projets en développement

PAYS	PROJETS	PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE ESTIMATIVE (MW)	PARTICIPATION	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE PRÉVUE
<b>PROJETS HYDROÉLECTRIQUES</b>				
Chili	Frontera	109	37,5 %	2022
Chili	El Canelo	16	37,5 %	2021
<b>PROJET ÉOLIEN</b>				
France	Yonne II	6,9	69,55 %	2020
<b>PROJETS SOLAIRES</b>				
États-Unis	Hale Kuawehi	30	100 %	2022
États-Unis	Paeahu	15	100 %	2022
<b>TOTAL</b>		<b>176,9</b>		

## Projets hydroélectriques

### Projet Hydroélectrique Frontera (Chili – participation de 37,5 %)

Le projet hydroélectrique Frontera est un projet hydroélectrique au fil de l'eau avec une puissance installée prévue de 109 MW situé sur le fleuve Biobío, 500 km au sud de Santiago, Chili. Actuellement, des

discussions sont en cours pour procéder à la construction d'ici septembre 2020. Le projet hydroélectrique Frontera a obtenu la plupart des droits et permis requis pour procéder à la construction, y compris les approbations techniques et environnementales.

### [Projet Hydroélectrique El Canelo \(Chili – participation de 37.5 %\)](#)

Le projet est en cours d'être remanié afin de résoudre divers problèmes, ce qui a retardé la délivrance des permis. Le projet se trouve à un point critique où une décision sur son avenir pourrait être prise dans les prochains mois.

## Projet éolien

### [Projet Éolien Yonne II \(France – participation de 69,55 %\)](#)

Le projet éolien Yonne II est une extension du parc éolien Yonne situé en Bourgogne-Franche-Comté, en France. Le projet est composé de 3 turbines d'une puissance de 2,3 MW chacune. Toutes les autorisations ont été accordées, sont sans recours, et un CAÉ à prix fixe d'une durée de 20 ans a été signé avec EDF. La construction devrait commencer au deuxième trimestre de 2020 et la mise en service commerciale est prévue pour le quatrième trimestre de 2020.

## Projets solaires

### [Projet Solaire Hale Kuawehi \(États-Unis – participation de 100 %\)](#)

Le projet solaire Hale Kuawehi est un projet d'énergie solaire de 30 MW<sub>CA</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 solaire Hale Kuawehi. La mise en service commerciale du projet est prévue en 2022. L'entente a été approuvée par la Public Utilities Commission of Hawaii.

### [Projet Solaire Paeahu \(États-Unis – participation de 100 %\)](#)

Le projet solaire Paeahu est un projet d'énergie solaire de 15 MW<sub>CA</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 CAÉ 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 solaire Paeahu. La mise en service commerciale 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 26 février 2020, tous les projets potentiels, qui représentent une puissance installée brute combinée potentielle de 7 115 MW, sont à différents stades de développement (les « **projets potentiels** »). Certains projets potentiels visent des appels d'offres actuels et futurs. D'autres projets potentiels sont maintenus ou se poursuivent et pourront faire l'objet d'appels d'offres futurs qui ne sont pas encore annoncés ou visent des CAÉ 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 et le Chili. Il n'y 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 682,2 M\$ en actifs incorporels au 31 décembre 2019. 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\$	TOTAL M\$
Valeur nette au 31 décembre 2019	382,5	292,6	7,0	682,2

## 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. Ces coûts 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. 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 2019, la Société comptait 327 employés. Ce personnel comprend 151 employés affectés aux activités d'exploitation et à l'entretien, 42 employés au développement et à la construction et 134 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

Depuis 30 ans maintenant, la Société croit en un monde où l'abondance d'énergie renouvelable favorise des communautés plus saines et crée une prospérité partagée. En tant que producteur indépendant d'énergie renouvelable qui développe, acquiert, possède et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des parcs solaires, la Société est convaincue que la production d'énergie à partir de sources renouvelables ouvrira la voie à un monde meilleur.

Nous nous concentrons sur le développement de projets qui créent une valeur à long terme et favorisent la croissance durable de la Société, tout en préservant l'intégrité de nos actifs existants. Nous sommes fiers de la confiance que nous avons gagnée auprès des communautés dans lesquelles nous exerçons nos activités, de nos partenaires et de nos actionnaires et nous continuerons à offrir une valeur à long terme et de solides résultats grâce à des possibilités d'investissement stratégiques et novatrices.

La mission, la vision et les valeurs de la Société guident notre cheminement vers une croissance durable qui assure un équilibre entre les personnes, notre planète et la prospérité (collectivement, « **Ps** »). Notre valeur découle de la relation entre ces trois Ps et nous demeurons convaincus que le fait de se concentrer sur l'énergie renouvelable, tout en équilibrant les Ps, ouvrira la voie à un monde meilleur pour les générations futures.

Code de conduite et politique en matière d'environnement, de santé et de sécurité - La Société adhère strictement à son Code de conduite et à sa politique en matière d'environnement, de santé et de sécurité. Les décisions et les comportements fondés sur l'éthique et l'intégrité tiennent compte des intérêts des actionnaires, des employés, des clients, des communautés et des autres parties prenantes et reflètent les valeurs fondamentales de la Société. Nos actions reflètent un engagement ferme à mener nos activités de manière responsable, en respectant et en protégeant la santé et la sécurité de nos employés, de nos contractants et de nos visiteurs, ainsi que l'environnement.

L'objectif du Code de conduite est de fournir des lignes directrices afin de veiller à ce que la réputation de la Société en matière d'intégrité et de conscience sociale soit maintenue grâce à l'adhésion à des normes éthiques élevées, soutenues par des relations transparentes et honnêtes entre les employés, les actionnaires, les administrateurs, les fournisseurs, les communautés d'accueil, les partenaires et les autres parties prenantes. Tous les administrateurs, dirigeants et employés de la Société sont tenus de signer et de reconnaître le Code de conduite au moment de leur nomination ou de leur embauche, selon le cas, et par la suite chaque année.

Le Code de conduite, en combinaison avec les politiques et les lignes directrices adoptées par le conseil d'administration, prévoit que tous les employés doivent veiller à ce que les activités de la Société s'intègrent harmonieusement dans la communauté en ce qui concerne l'environnement naturel et, en particulier, respecter en tout temps les lois et règlements environnementaux applicables, soutenir le développement économique, social et culturel des communautés dans lesquelles la Société exerce ses activités, coopérer, dans la mesure du possible, avec les programmes établis pour l'amélioration de la communauté, atténuer ou éviter l'impact environnemental des activités de la Société, dans la mesure du possible, et mettre en œuvre des mesures correctives, le cas échéant.

Le Code de conduite, en combinaison avec la politique de la Société pour un environnement de travail exempt de harcèlement, de violence et d'intimidation, adoptée par la Société le 13 novembre 2018, vise également à prévenir le harcèlement et l'intimidation sur le lieu de travail, à favoriser un environnement de travail sans discrimination. Le code de conduite aborde également des situations telles que les conflits d'intérêts et les mesures de lutte contre la corruption, complétées par les directives de lutte contre la corruption adoptée par la Société le 13 novembre 2018, en plus d'aborder d'autres questions importantes pour la Société, telles que le maintien de la sécurité de l'information.

Protection de l'environnement – La Société dispose d'une équipe environnementale composée d'employés ayant des compétences et des connaissances spécialisées. Elle a conçu et mis en œuvre des procédures qui impliquent des programmes de surveillance environnementale à long terme, des rapports, ainsi que l'élaboration et l'exécution de plans d'action d'urgence en matière d'environnement. La Société reconnaît que ses projets d'énergie renouvelable doivent être construits et exploités de manière à atténuer et/ou à compenser les impacts sur le milieu environnant. La Société se conforme aux règlements environnementaux nationaux, provinciaux et locaux pour chacun de ses projets d'énergie renouvelable et continue d'analyser et d'évaluer l'impact de ses activités sur l'environnement et, si possible, d'améliorer ses procédures et les résultats.

Santé et sécurité – La Société dispose d'une équipe de santé et de sécurité dotée de connaissances et de compétences spécialisées, chargée d'élaborer des politiques et des programmes de sécurité, de mettre au point et de dispenser une formation en matière d'environnement et de sécurité, de réaliser des audits internes des performances en matière de sécurité, de surveiller et de signaler les risques, les événements ou les problèmes de sécurité et de mettre en œuvre un plan d'action d'urgence. Nous nous conformons non seulement aux lois locales et aux réglementations gouvernementales applicables, mais aussi aux normes et politiques internes qui favorisent et promeuvent un environnement de travail sécuritaire et sain.

Politique de développement durable – Le 18 mars 2015, la Société a adopté une politique de développement durable qui articule l'engagement de la Société à intégrer les considérations de développement durable dans tous les aspects de ses activités, y compris sa planification stratégique, sa prise de décision, sa gestion et ses opérations. Les rapports de la Société sur le développement durable, les normes ESG et les efforts continus en matière de développement durable peuvent être consultés sur le site Web de la Société à l'adresse [durabilite.innergex.com](http://durabilite.innergex.com).

Le conseil d'administration surveille la conformité au Code de conduite de la Société et aux politiques d'entreprise en matière de santé, de sécurité et d'environnement au moyen de rapports réguliers de la direction.

## GESTION DES RISQUES

---

La Société 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 de la Société.

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 d'administration 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 maintien 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 À 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 commerciale, 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 À 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 survenance de l'une des situations susmentionnées pourrait avoir un effet négatif important sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société. 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.

La nature des activités de gestion de l'énergie et des risques de la Société l'expose à des risques financiers, qui incluent, notamment : i) les mouvements défavorables des prix des matières premières, des taux d'intérêt ou des taux de change qui pourraient entraîner une perte financière ou une perte d'opportunité pour la Société; ii) un manque de contreparties en raison des conditions du marché ou d'autres circonstances pourrait empêcher la Société de liquider ou de compenser une position, notamment au cours ou près du cours antérieur, iii) la Société peut ne pas recevoir de fonds ou d'instruments de contreparties, notamment au moment prévu; iv) la contrepartie pourrait ne pas exécuter une obligation envers la Société; v) la perte résultant d'une erreur humaine ou d'une déficience des

systèmes ou des contrôles de la Société; et vi) la perte résultant de contrats non exécutoires ou de transactions insuffisamment documentées.

## VARIATIONS DES RÉGIMES HYDROLOGIQUES, ÉOLIENS ET SOLAIRES

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la Société est tributaire des débits d'eau. Il n'y a aucune certitude que la disponibilité à long terme de ces ressources demeurera inchangée. Les produits d'exploitation de la Société pourraient être grandement touchés par des événements affectant les conditions hydrologiques des centrales hydroélectriques de la Société, notamment les débits faibles ou élevés des cours d'eau sur lesquels les centrales hydroélectriques de la Société sont situées. En cas d'inondations graves, les centrales hydroélectriques de la Société pourraient être endommagées. Par ailleurs, la quantité d'énergie produite par les parcs éoliens de la Société sera tributaire du vent, qui varie naturellement. L'augmentation ou la diminution du vent à l'un des parcs éoliens au cours d'une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ce parc ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la Société. Finalement, la quantité d'énergie devant être produite par les parcs solaires de la Société sera tributaire de la disponibilité du rayonnement solaire, qui varie naturellement. Une diminution 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 et solaires et leur prévisibilité peuvent également être touchés par les changements climatiques qui peuvent provoquer des changements imprévus dans les tendances historiques.

## RETARDS ET DÉPASSEMENTS DE COÛTS DANS LA CONCEPTION ET 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 CAÉ OU DE RENOUVELER LES CAÉ 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'un appel d'offres 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 AFFECTANT LES PRIX ÉVENTUELS DE L'ÉNERGIE

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 des contrats 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, du parc éolien Flat Top, du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe soit vendue 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 des installations en exploitation qui dépendent, en tout ou en partie, des prix des marchands, comme le parc éolien Shannon, le parc éolien Flat Top, le parc solaire Phoebe, la centrale Miller Creek, ou des projets 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.

## INCERTITUDE 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 LES 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 LE 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 LES 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 Société n'est soumise à aucune restriction qui l'empêcherait de verser des dividendes ou des distributions. À la date de la présente notice annuelle, la Société ne prévoit pas apporter de modifications à sa politique en matière de dividendes. Toutefois, 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. Aucune garantie ne peut être donnée quant au versement éventuel d'un dividende de la Société ni, le cas échéant, quant à la fréquence ou au montant de ce dividende.

## INCAPACITÉ DE RÉALISER LES AVANTAGES PRÉVUS DES ACQUISITIONS

La Société est d'avis que les acquisitions réalisées et futures 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 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 QUANT AU SOUTIEN GOUVERNEMENTAL POUR L'ACCROISSEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DE SOURCES RENOUVELABLES PAR DES PRODUCTEURS INDÉPENDANTS

Le développement et la croissance de l'énergie renouvelable dépend du soutien, des politiques et des mesures incitatives gouvernementaux. Plusieurs gouvernements 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.

## VARIABILITÉ DU RENDEMENT DES INSTALLATIONS ET LES 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.

## ACCEPTATION SOCIALE DES PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

L'acceptation sociale par les intervenants locaux, y compris, dans certains cas, les Premières nations et les autres peuples autochtones et les communautés locales est essentielle à notre capacité à trouver et à développer de nouveaux sites appropriés pour des projets viables d'énergie renouvelable. Le défaut d'obtenir l'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 POLITIQUES ET RÉGLEMENTAIRES

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 modifiées, ce qui pourrait avoir pour effet d'entraîner une augmentation des coûts et taux, notamment des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, de l'impôt sur le revenu et sur le capital et des taxes municipales.

La Société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses installations. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation de l'entreprise de la Société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des installations. Dans certains cas, ces permis doivent être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue de ces installations, et rien ne garantit que ces renouvellements seront accordés ni quelles seront les conditions d'un tel renouvellement. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la Société se conforme à leurs modalités.

## CAPACITÉ À OBTENIR LES TERRAINS APPROPRIÉS

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

## DÉPENDANCE ENVERS LES CAÉ

L'énergie produite par la Société est en grande partie vendue aux termes de plusieurs CAÉ 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 SYSTÈMES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La capacité de la Société de vendre de l'électricité est influencée par la disponibilité des divers systèmes de transport d'électricité 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 DU TAUX DE CHANGE

La Société achète à l'occasion de l'équipement auprès de fournisseurs étrangers. De ce fait, elle peut être exposée aux fluctuations du dollar canadien par rapport aux devises dans lesquelles ces achats sont libellés. Notre travail de développement et d'exploitation au Canada, France, aux États-Unis 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 taux de 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 taux de 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 RÉGISSANT 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 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 ET SOLAIRES ET DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ CONNEXE

La force et la constance des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires à la disposition des centrales de la Société peuvent différer des prévisions de la Société. Les estimations de production d'électricité de la Société sont fondées sur des hypothèses et des facteurs intrinsèquement incertains qui pourraient expliquer des écarts entre la production réelle d'énergie et les estimations de la Société, notamment : i) la mesure dans laquelle les données hydrologiques, éoliennes ou solaires recueillies pour un site particulier reflètent exactement les débits d'eau, les vitesses du vent, 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 et du soleil; iii) l'intensité de la corrélation entre les données hydrauliques, éoliennes et solaires 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 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.

## CHANGEMENTS CLIMATIQUES À L'ÉCHELLE MONDIALE

Les changements climatiques à l'échelle mondiale, y compris les effets du réchauffement de la planète, représentent un risque physique et financier qui pourrait avoir une incidence négative sur l'activité, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société. La variabilité de l'hydrologie, des régimes éoliens et de l'irradiation solaire et leur prévisibilité peuvent être touchées par des changements

climatiques imprévus tels que les ouragans, les tempêtes de vent, de grêle, de pluie et de verglas, les inondations, les conditions climatiques hivernales extrêmes et les feux de forêt. Dans la mesure où les conditions météorologiques sont touchées par le changement climatique, la consommation d'énergie des consommateurs pourrait augmenter ou diminuer selon la durée et l'ampleur des changements.

La Société gère soigneusement les risques physiques, y compris la préparation et l'intervention, lors d'événements climatiques extrêmes par le biais d'activités telles que la sélection proactive des itinéraires, le renforcement des actifs, l'assurance et l'entretien régulier. La Société suit les codes d'ingénierie réglementés, évalue les façons d'améliorer la fiabilité et la résilience du système et, le cas échéant, soumet des demandes réglementaires pour des dépenses d'investissement visant à créer une plus grande fiabilité et résilience du système au sein du code. Lors de la planification d'un investissement en capital ou de l'acquisition d'actifs, le climat et les conditions météorologiques propres du site, tels que la cartographie des plaines inondables et l'historique des phénomènes météorologiques extrêmes, sont des facteurs pris en compte. Les activités de prévention comprennent des plans de gestion des feux de forêt et de la végétation au niveau du transport de l'électricité et les sites de distribution. La Société maintient des mesures d'intervention d'urgence approfondies pour des événements climatiques extrêmes.

## 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 cyber intrusion 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 DE LA COUVERTURE D'ASSURANCES

Bien que la Société maintienne une couverture d'assurances, il est impossible de garantir que celle-ci 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 tous moments 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 D'ÉLECTRICITÉ 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.

## LE FAIT QUE LES PRODUITS PROVENANT DE CERTAINES INSTALLATIONS FLUCTUENT EN RAISON DU COURS DU MARCHÉ (OU DU PRIX AU COMPTANT) DE L'ÉLECTRICITÉ

Étant donné que les prix de l'électricité achetée de certaines installations en exploitation fluctuent en raison du cours 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 fluctueront. 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, LES MODIFICATIONS DES TAUX D'IMPOSITION DES SOCIÉTÉS AMÉRICAINES ET LA DISPONIBILITÉ DU FINANCEMENT PAR DES INVESTISSEURS PARTICIPANT AU PARTAGE 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 des investisseurs participant au partage 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 pourrait 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 des investisseurs participant au partage fiscal à des conditions et à des taux avantageux pour la Société et ses projets.

## CONDITIONS ÉCONOMIQUES, POLITIQUES ET SOCIALES DU PAYS HÔTE

Plusieurs 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 ÉVÉNEMENTS GÉOLOGIQUES, ÉBOULEMENTS, AVALANCHES, TORNADES, OURAGANS 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.

## 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 DE 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 0,70 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement, et verse un dividende sur les actions série A et les actions série C aux taux applicables. 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 2020, 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 0,70 \$ à 0,72 \$ par action ordinaire.

Le tableau suivant fait état des dividendes déclarés par la Société à ses actionnaires détenant des actions ordinaires, des actions série A et des actions série C au cours des exercices terminés en décembre 2017, décembre 2018 et décembre 2019.

TYPE DE TITRES	31 DÉCEMBRE 2019		31 DÉCEMBRE 2018		31 DÉCEMBRE 2017	
	TOTAL M\$)	PAR ACTION SUR UNE BASE ANNUELLE	TOTAL M\$	PAR ACTION SUR UNE BASE ANNUELLE	TOTAL M\$	PAR ACTION SUR UNE BASE ANNUELLE
Actions ordinaires	95,0	0,70	90,2	0,68	71,6	0,66
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

À la date de la présente notice annuelle, la Société ne prévoit pas apporter de modifications à sa politique en matière de dividendes. Pour de plus amples renseignements, il y a lieu de se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque – Possibilité que la Société ne déclare pas ni ne verse un dividende.* »

## 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 2020, 174 054 386 actions ordinaires, 3 400 000 actions série A, 2 000 000 d'actions série C, des débetures convertibles 4,75 % d'un capital de 150,0 M\$ et des débetures convertibles 4,65 % d'un capital de 125,0 M\$ 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 un placement d'actions série A, ayant entraîné l'émission d'un total de 3 400 000 actions série A (le « **placement d'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 [www.sedar.com](http://www.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 [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et est donné entièrement sous réserve de celles-ci.

Pour la période initiale de cinq ans à compter de la date d'émission des actions série A, inclusivement, mais excluant le 15 janvier 2016 (la « **période à taux fixe initiale** »), les porteurs d'actions série A avaient le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe, lorsque le conseil d'administration en déclare, payables trimestriellement le 15 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 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 simplifié relatif aux actions série A daté du 7 septembre 2010 (le « **prospectus relatif aux actions série A** ») le 30 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 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 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 un placement par voie de prise ferme d'actions série C (le « **placement d'actions série C** »), ayant entraîné l'émission d'un total de 2 000 000 d'actions série C. Les droits et privilèges rattachés aux actions série C sont décrits dans le certificat de modification daté du 6 décembre 2012 émis par Industrie Canada relativement au placement série C (les « **modalités relatives aux actions série C** »). Le texte qui suit décrit les modalités des actions série C, et un exemplaire de celui-ci a été déposé auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières sur SEDAR au [www.sedar.com](http://www.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 [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et est donné entièrement sous réserve de celles-ci.

Les porteurs d'actions série C ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le conseil d'administration qui seront payables trimestriellement le 15 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 4,75 %

Le 12 juin 2018, la Société a réalisé le placement des débetures convertibles 4,75 % (les « **débetures convertibles 4,75 %** ») d'un capital global de 150,0 M\$.

Les débetures 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 débetures convertibles 4,75 %** »). Le résumé suivant de certaines dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,75 % est assujéti aux dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,75 % qui peut être consulté sur SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et est donné entièrement sous réserve de celui-ci.

La date d'échéance des débetures convertibles 4,75 % est le 30 juin 2025 (la « **date d'échéance 4,75 %** »). Les débetures 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 débetures convertibles 4,75 %, soit le prix de conversion 4,75 %.

À compter du 30 juin 2021 jusqu'au 30 juin 2023, exclusivement, les débetures 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 4,75 % (le « **cours du marché en vigueur 4,75 %** »).

À compter du 30 juin 2023 jusqu'à la date d'échéance 4,75 % exclusivement, les débetures 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 débetures convertibles 4,75 %), la Société peut, à son gré, choisir de régler son obligation de payer le capital des débetures 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 débetures 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.

## Débetures convertibles 4,65 %

Le 30 septembre 2019, la Société a réalisé le placement des débetures convertibles 4,65 % (les « **débetures convertibles 4,65 %** ») d'un capital global de 125,0 M\$.

Les débetures convertibles 4,65 % ont été émises aux termes d'un acte de fiducie daté du 30 septembre 2019, intervenu entre la Société et Société de fiducie AST (Canada) (l'« **acte de fiducie**

**relatif aux débetures convertibles 4,65 % »**). Le résumé suivant de certaines dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,65 % est assujéti aux dispositions de l'acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,65 % qui peut être consulté sur SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et est donné entièrement sous réserve de celui-ci.

La date d'échéance des débetures convertibles 4,65 % est le 31 octobre 2026 (la « **date d'échéance 4,65 %** »). Les débetures convertibles 4,65 % portent intérêt au taux annuel de 4,65 %, payable semestriellement à terme échu le 31 octobre et 30 avril de chaque année, et sont convertibles au gré de leur porteur en actions ordinaires au taux de conversion de 43,6681 actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de capital de débetures convertibles 4,65 %, soit le prix de conversion 4,65%.

À compter du 31 octobre 2022 jusqu'au 31 octobre 2024, exclusivement, les débetures convertibles 4,65 % 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 4,65 % (le « **cours du marché en vigueur 4,65 %** »).

À compter du 31 octobre 2024 jusqu'à la date d'échéance 4,65 % exclusivement, les débetures convertibles 4,65 % 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 débetures convertibles 4,65 %), la Société peut, à son gré, choisir de régler son obligation de payer le capital des débetures convertibles 4,65 % 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 débetures convertibles 4,65 % à racheter ou échues par 95 % du cours du marché en vigueur 4,65 %. 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 26 février 2020.

	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 débentures convertibles 4,75 % et les débentures convertibles 4,65 % sont inscrites à la cote de la TSX sous les symboles « INE », « INE.PR.A », « INE.PR.C », « INE.DB.B » et « INE.DB.C », respectivement. 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			
Période	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2019	14,59 \$	12,50 \$	343 396
Février 2019	14,75 \$	14,08 \$	296 942
Mars 2019	14,60 \$	14,04 \$	221 537
Avril 2019	14,47 \$	13,90 \$	235 076
Mai 2019	14,31 \$	13,62 \$	212 593
Juin 2019	14,44 \$	13,61 \$	328 829
Juillet 2019	15,09 \$	13,99 \$	201 850
Août 2019	15,28 \$	14,67 \$	172 187
Septembre 2019	15,96 \$	14,79 \$	439 998
Octobre 2019	16,53 \$	15,09 \$	323 367
Novembre 2019	17,20 \$	16,28 \$	249 567
Décembre 2019	17,38 \$	16,65 \$	228 360
Janvier 2020	18,99 \$	16,59 \$	312 696
1 février au 26 février 2020	22,28 \$	18,76 \$	600 599

ACTIONS SÉRIE A			
Période	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2019	16,19 \$	14,55 \$	1 951
Février 2019	15,45 \$	14,71 \$	4 495
Mars 2019	15,08 \$	14,04 \$	2 524
Avril 2019	14,84 \$	14,25 \$	4 947
Mai 2019	14,75 \$	13,99 \$	3 561
Juin 2019	14,49 \$	13,90 \$	2 354
Juillet 2019	14,86 \$	14,14 \$	2 707
Août 2019	14,55 \$	13,21 \$	4 174
Septembre 2019	13,97 \$	13,36 \$	3 747
Octobre 2019	14,28 \$	13,19 \$	3 124
Novembre 2019	14,22 \$	13,85 \$	2 939
Décembre 2019	14,60 \$	13,46 \$	4 291
Janvier 2020	15,92 \$	14,33 \$	4 349
1 février au 26 février 2020	16,97 \$	14,89 \$	7 063

ACTIONS SÉRIE C			
Période	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2019	21,69 \$	20,76 \$	672
Février 2019	22,00 \$	21,26 \$	549
Mars 2019	22,80 \$	21,45 \$	808
Avril 2019	23,10 \$	22,37 \$	393
Mai 2019	23,18 \$	22,80 \$	718
Juin 2019	23,00 \$	22,25 \$	327
Juillet 2019	22,69 \$	22,30 \$	310
Août 2019	22,99 \$	22,49 \$	604
Septembre 2019	23,09 \$	22,62 \$	396
Octobre 2019	23,60 \$	22,30 \$	589
Novembre 2019	23,72 \$	23,00 \$	647
Décembre 2019	23,62 \$	22,99 \$	730
Janvier 2020	23,72 \$	22,90 \$	984
1 février au 26 février 2020	24,90 \$	23,55 \$	1 119

DÉBENTURES CONVERTIBLES 4.75 %			
Période	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2019	98,25 \$	94,51 \$	1 082
Février 2019	99,68 \$	97,26 \$	797
Mars 2019	100,51 \$	98,50 \$	1 074
Avril 2019	102,84 \$	99,70 \$	1 232
Mai 2019	102,50 \$	100,50 \$	958
Juin 2019	102,99 \$	101,00 \$	911
Juillet 2019	103,75 \$	102,25 \$	568
Août 2019	104,50 \$	102,50 \$	471
Septembre 2019	104,49 \$	102,27 \$	1 902
Octobre 2019	105,50 \$	102,50 \$	1 111
Novembre 2019	106,00 \$	103,52 \$	1 130
Décembre 2019	105,99 \$	104,89 \$	885
Janvier 2020	110,00 \$	104,67 \$	1 011
1 février au 26 février 2020	118,12 \$	108,16 \$	4 708

Après la clôture du placement public des débetures convertibles 4,65 % sous le symbole « **INE.DB.C** », elles ont été inscrites à la cote de la TSX le 30 septembre 2019.

<b>DÉBENTURES CONVERTIBLES 4,65 %</b>			
<b>Période</b>	<b>Cours le plus élevé</b>	<b>Cours le plus bas</b>	<b>Volume quotidien moyen</b>
Septembre 2019	101,00 \$	99,40 \$	127 940
Octobre 2019	101,50 \$	100,30 \$	6 401
Novembre 2019	104,42 \$	101,03 \$	2 133
Décembre 2019	102,50 \$	101,03 \$	1 142
Janvier 2020	105,75 \$	101,50 \$	1 566
1 février au 26 février 2020	112,00 \$	104,97 \$	4 549

Après le rachat par la Société des débetures convertibles 4,25 % sous le symbole « **INE.DB.A** », elles ont été radiées de la cote de la TSX le 8 octobre 2019.

<b>DÉBENTURES CONVERTIBLES 4,25 %</b>			
<b>Période</b>	<b>Cours le plus élevé</b>	<b>Cours le plus bas</b>	<b>Volume quotidien moyen</b>
Janvier 2019	103,01 \$	100,51 \$	515
Février 2019	103,67 \$	100,54 \$	148
Mars 2019	103,00 \$	101,00 \$	478
Avril 2019	102,61 \$	101,00 \$	590
Mai 2019	102,99 \$	101,00 \$	100
Juin 2019	103,20 \$	101,26 \$	116
Juillet 2019	104,12 \$	102,50 \$	676
Août 2019	107,18 \$	103,00 \$	338
Septembre 2019	106,96 \$	100,92 \$	10 986
Octobre 2019	105,20 \$	100,05 \$	6 083

# 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	Président, Huis Clos Ltée, consultants en gestion d'entreprise et conseillers en conflits et litiges
Daniel Lafrance <sup>1)</sup> Québec, Canada	2010	Vice-président du Conseil Président du comité d'audit Membre du comité des ressources humaines	Administrateur de sociétés
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, 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.
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, conseiller principal (consultant) chez PricewaterhouseCoopers Canada
Monique Mercier Colombie-Britannique, Canada	2015	Présidente du comité de gouvernance d'entreprise	Administratrice de sociétés De novembre 2011 au 31 décembre 2018, 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 de la haute direction.
Ouma Sananikone New York, États-Unis	2019	Membre du comité d'audit	Administratrice de sociétés Présentement, elle siège au conseil d'administration et est présidente du comité de rémunération et membre des comités d'audit et de gouvernance et des candidatures de Macquarie Infrastructure Corporation. De plus, elle siège au conseil d'administration et est membre du comité de rémunération de Hafnia BW et siège sur le conseil d'administration et est présidente du comité de gouvernance et du comité d'éthique de Ivanhoe Cambridge (Canada)
Louis Veci Québec, Canada	2020	-	Directeur principal – Exploitation des installations, TransÉnergie, Hydro-Québec

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.

## 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 <sup>1)</sup> Québec, Canada	2018	Chef de la direction financière
Jean Trudel, MBA Québec, Canada	2003	Chef de la direction des investissements et du développement
Peter Grover, Ing. Québec, Canada	2005	Vice-président principal – Énergie hydroélectrique, éolienne et solaire
Renaud De Batz De Trenquelléon, P.Geo., M.Sc., MBA Santiago, Chili	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
Nathalie Théberge, LL.B. Québec, Canada	2010	Vice-présidente – Affaires juridiques corporatives et secrétaire
Yves Baribeault, LL.B., MBA Québec, Canada	2015	Vice-président – Affaires juridiques, Exploitation et Projets

1. 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 2020, les administrateurs et membres de la haute direction de la Société, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 10 848 346 actions ordinaires, soit 6,23 % 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 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 2019, 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 2 août 2018, la Cour suprême du Canada a rejeté une demande d'autorisation d'appel du jugement de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique déposée par 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 (les « **sociétés en commandite** » et, avec Harrison Hydro Project Inc, les « **appelantes** »). Par conséquent, les redevances hydrauliques applicables aux centrales en exploitation Harrison sont fondées sur l'énergie totale produite collectivement par les centrales en exploitation Harrison, lesquelles redevances sont considérablement plus élevées (d'environ 1,6 M\$) que la production non regroupée de chacune de ces centrales en exploitation Harrison. Le montant global de cette augmentation a été inclus dans les résultats de la Société pour les exercices 2013 à 2019, puisque la Société détient une participation indirecte de 50,0024 % dans les sociétés en commandite.

De plus, le 20 avril 2017, les appelantes ont interjeté appel de deux ordonnances rendues par le Comptroller of Water Rights les 22 mars et 23 mars 2017, respectivement, ajustant rétroactivement les factures de redevances hydrauliques des centrales en exploitation Harrison pour les années 2011 et 2012 en regroupant l'électricité produite dans ces centrales. Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board of British Columbia a rendu une décision accueillant l'appel et ordonnant au Comptroller of Water Rights de rembourser à chacune des sociétés en commandite sa part proportionnelle des montants ajustés des redevances hydrauliques facturés en trop à Harrison pour les années 2011 et 2012 (3 180 949,94 \$). Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board of British Columbia a rendu une autre décision confirmant que la somme principale de 3 180 949,94 \$ accumulera des intérêts à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement aux appelantes. Le 20 janvier 2020, le Comptroller of Water Rights a déposé auprès de la Cour Suprême de la Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board visant à retourner aux appelantes les 3 180 949,94 \$ en redevances hydrauliques avec intérêt. Le 31 janvier 2020, le Comptroller of Water Rights a transféré un montant de 3 317 536,91 \$, représentant la somme principale de 3 180 949,94 \$ avec les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie établi par le conseiller juridique externe des appelantes, portant intérêt en faveur des appelantes.

## 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 M\$ 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 Lillooet River Power Limited Partnership et Boulder Creek Power Limited Partnership, des membres du groupe de la Société, ont conclu un financement de 491,6 M\$ pour un prêt de construction et un prêt à terme sans recours pour les projets hydroélectriques au fil de l'eau Upper Lillooet et Boulder Creek et le 22 juin 2015, Big Silver Creek LP, un membre du groupe de la Société, a conclu un financement de 197,2 M\$ 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 M\$ 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 M\$ dans le cadre 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 M\$ 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.

Après placement privé réalisé le 6 février 2020, Hydro-Québec détient indirectement 19,9 % des actions ordinaires émises et en circulation sur une base non diluée. Hydro-Québec est l'un des principaux clients de la Société dans le cadre de divers CAÉ, et les ventes à Hydro-Québec se sont élevées à 249,0 M\$ en 2019. Voir « *Survol de l'industrie et principaux marchés - Dépendance économique* ».

Avant le placement privé et l'alliance stratégique, la Société avait obtenu des contrats IAC avec Hydro-Québec par l'entremise d'appels d'offres concurrentiels. Au cours des trois dernières années, la Société avait renégocié les CAÉ relatifs aux centrales de St-Paulin, de Windsor et de Chaudière et négocie actuellement les CAÉ relatifs aux centrales de Ste-Marguerite et de Montmagny. Pour plus de détails, voir la rubrique « *Installations en exploitation* ».

Hydro-Québec est régie par la *Loi sur Hydro-Québec* qui encadre les activités de l'entreprise et définit sa mission et ses principales règles de gouvernance ainsi que par les statuts, les règlements, les politiques et le code de conduite internes, qui régissent le fonctionnement interne de diverses composantes d'Hydro-Québec et préviennent les conflits d'intérêts dans les relations futures avec la Société et toute autre entité.

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

---

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de la Société est Société de fiducie AST (Canada) pour les actions ordinaires, les actions série A, les actions série B, les actions série C et les débetures convertibles 4,65%. Société de fiducie Computershare du Canada continue d'être l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les débetures convertibles 4,75 % à ses bureaux de Toronto et de Montréal.

## CONTRATS IMPORTANTS

---

Au cours de l'exercice 2017, la Société a conclu les contrats importants suivants :

- Convention d'arrangement d'Alterra 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;
- La convention de crédit entre la Société et CDPQ Revenu Fixe Inc.;
- Acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,75 %;
- Convention de prise ferme des débetures convertibles 4,75 %; et
- Convention d'achat de titres pour l'acquisition des parcs éoliens Cartier.

Au cours de l'exercice 2019, la Société a conclu les contrats importants suivants :

- Acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,65 %;
- Convention de prise ferme des débetures convertibles 4,65 %; et
- Convention d'achat d'actions pour la vente de Magma Energy Sweden A.B.

Depuis le début de l'exercice 2020, la Société a conclu les contrats importants suivants :

- Convention de souscription relative au placement privé; et
- Convention de droits de l'investisseur relative au placement privé.

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

## 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 Richard Gagnon et Ouma Sananikone 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.

**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.

**Ouma Sananikone** - Ouma Sananikone est principalement administratrice de sociétés depuis 2006 et a été chef de la direction des deux entités suivantes : Aberdeen Asset Management (Australie) et EquitiLink Group (groupe australien de gestion d'actifs, coté à la Bourse de Sydney et ayant des activités en Australie, aux Etats-Unis, au Canada et au Royaume-Uni) ainsi que directrice générale de BNP Investment Management (Australie). Elle a également occupé d'autres postes de direction, notamment celui de directrice générale de Rothschild Asset Management (Australie), de BT Financial Services (Westpac Group) et de Stratégie d'entreprise et investissements, de NRMA Insurance en Australie. Ouma Sananikone est titulaire d'un BA (économie et sciences politiques) de l'Australian National University et d'un Master of Commerce (économie) de l'University of New South Wales. Elle a reçu la Médaille du centenaire du gouvernement australien pour services rendus à l'industrie financière australienne. À l'heure actuelle, Ouma Sananikone siège au conseil d'administration de Macquarie Infrastructure Corporation, émetteur assujéti inscrit à la cote de la Bourse de New York, et est présidente du comité de rémunération et membre des comités d'audit et de gouvernance et des candidatures. De plus, elle siège au conseil d'administration et est membre du comité de rémunération de Hafnia BW et siège sur le conseil d'administration et est présidente du comité de gouvernance et du comité d'éthique de Ivanhoe Cambridge (Canada).

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 les exercices terminés le 31 décembre 2019 et le 31 décembre 2018 sont présentés ci-après.

HONORAIRES <sup>1)</sup>	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2019	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2018 <sup>2)3)</sup>
Honoraires d'audit	1 706 250 \$	1 490 740 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	143 088 \$	98 450 \$
Honoraires pour services fiscaux	848 949 \$	622 517 \$
Tous les autres honoraires	48 425 \$	Ø
<b>Total des honoraires :</b>	<b>2 746 712 \$</b>	<b>2 211 707 \$</b>

1. 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 2019, sans tenir compte de la participation proportionnelle de la Société dans ses coentreprises, s'est établi à 2 746 712 \$. De ce montant, 275 355 \$ d'honoraires pour services fiscaux étaient pour des services de conformité et 573 594 \$ pour des services de consultations fiscales.
2. 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 \$.
3. 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 1er 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 \$.

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 SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

Des renseignements financiers supplémentaires sur la Société sont fournies dans ses états financiers audités et son rapport de gestion pour le dernier exercice terminé lesquels peuvent être consultés sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.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 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 4,75 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débetures convertibles 4,75 % ».

« **acte de fiducie relatif aux débetures convertibles 4,65 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débetures convertibles 4,65 % ».

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

« **actions privilégiées** » A la signification qui lui est attribuée à 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 ».

« **alliance stratégique** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité ».

« **Alterra** » Alterra Power Corp.

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

« **appelantes** » 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** » La convention relative à l'arrangement définitive intervenue le 31 janvier 2018 entre la Société et le Fonds 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

« **BCUC** » British Columbia Utilities Commission.

« **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 Duqueco** » 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 Horseshoe Bend** » La centrale hydroélectrique de 9,5 MW située sur Payette River en Idaho, États-Unis.

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

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

« **centrale Magpie** » La centrale hydroélectrique de 40,6 MW, située sur la rivière Magpie, dans la municipalité de Rivière-Saint-Jean 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, environ 30 km au nord-est de la municipalité de villégiature de Whistler en Colombie-Britannique.

« **centrale Northwest Stave River** » La centrale hydroélectrique de 17,5 MW situé 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 situé sur White River en Ontario.

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

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

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

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

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

« **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 ».

« **CII** » Les crédits d'impôts à l'investissement;

« **CIP** » Les crédits d'impôts à la production;

« **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 d'Alterra** » 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 ».

« **convention de prise ferme relative aux débetures convertibles 4,65 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2019 ».

« **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 % ».

« **cours du marché en vigueur 4,65 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débetures convertibles 4,65 % ».

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

« **date d'échéance 4,65 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débetures convertibles 4,65 % ».

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

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

« **débetures convertibles 4,65 %** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Description de la structure du capital – Débetures convertibles 4,65 % ».

« **décret BCUC** » Le décret G-278-19 daté du 8 novembre 2019.

« **EDF** » Électricité de France.

« **E-Llaima** » Energia Llaima SpA.

« **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 ».

« **GWh** » Un million de watts par heure ou un million de kilowattheures.

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

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

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

« **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.

« **IRP** » Le plan de ressources intégré mis-à-jour et approuvé de BC Hydro.

« **Jarövarmi** » Jarövarmi slhf, l'entité qui a acheté Magma Sweden A.B.

« **km** » Kilomètre.

« **Magma Energy Sweden A.B** » L'entité qui détient une participation de 53,9% dans HS Orka hf.

« **Mesgi'g Ugu's'n (MU) S.E.C.** » Parc éolien Mesgi'g Ugu'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 ».
- « **offre de 2019** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2019 ».
- « **OPG** » 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 Foard City** » Le parc d'un parc éolien de 300 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 Ugu'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 en 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 Bovées-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-Épiphan 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 Phoebe** » Le parc solaire photovoltaïque de 250 MW<sub>CA</sub>/315 MW<sub>DC</sub> situé au Texas, États-Unis.
- « **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 ».
- « **Pituvik** » Société foncière Pituvik d'Inukjuaq.
- « **placement privé** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité ».
- « **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 4,75%** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernier exercices – Exercice 2018 ».
- « **prix de conversion 4,65%** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernier exercices – Exercice 2019 ».
- « **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 hydroélectrique Frontera** » Le projet hydroélectrique de 109 MW situé près du fleuve Biobío, 500 km au sud de Santiago, Chili.
- « **projet hydroélectrique Innavig** » Le projet hydroélectrique de 7,5 MW situé près d'Inukjuaq, dans le Nord du Québec.
- « **projet solaire Hale Kuawehi** » Le projet solaire de 30 MW<sub>CA</sub> situé sur l'île de Hawaii.
- « **projet solaire HillCrest** » Le projet solaire de 200 MW<sub>CA</sub> situé dans le comté de Brown, Ohio.

« **projet solaire Paeahu** » Le projet solaire de 15 MW<sub>CA</sub> situé sur l'île de Hawaii.

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

« **projets 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 ».

« **SIERE** » Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité.

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

« **sociétés en commandite** » Collectivement 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.

« **S&P** » Standard & Poor's.

« **Transaction HS Orka** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois dernier exercices – Exercice 2019 ».

« **TSX** » La Bourse de Toronto.

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

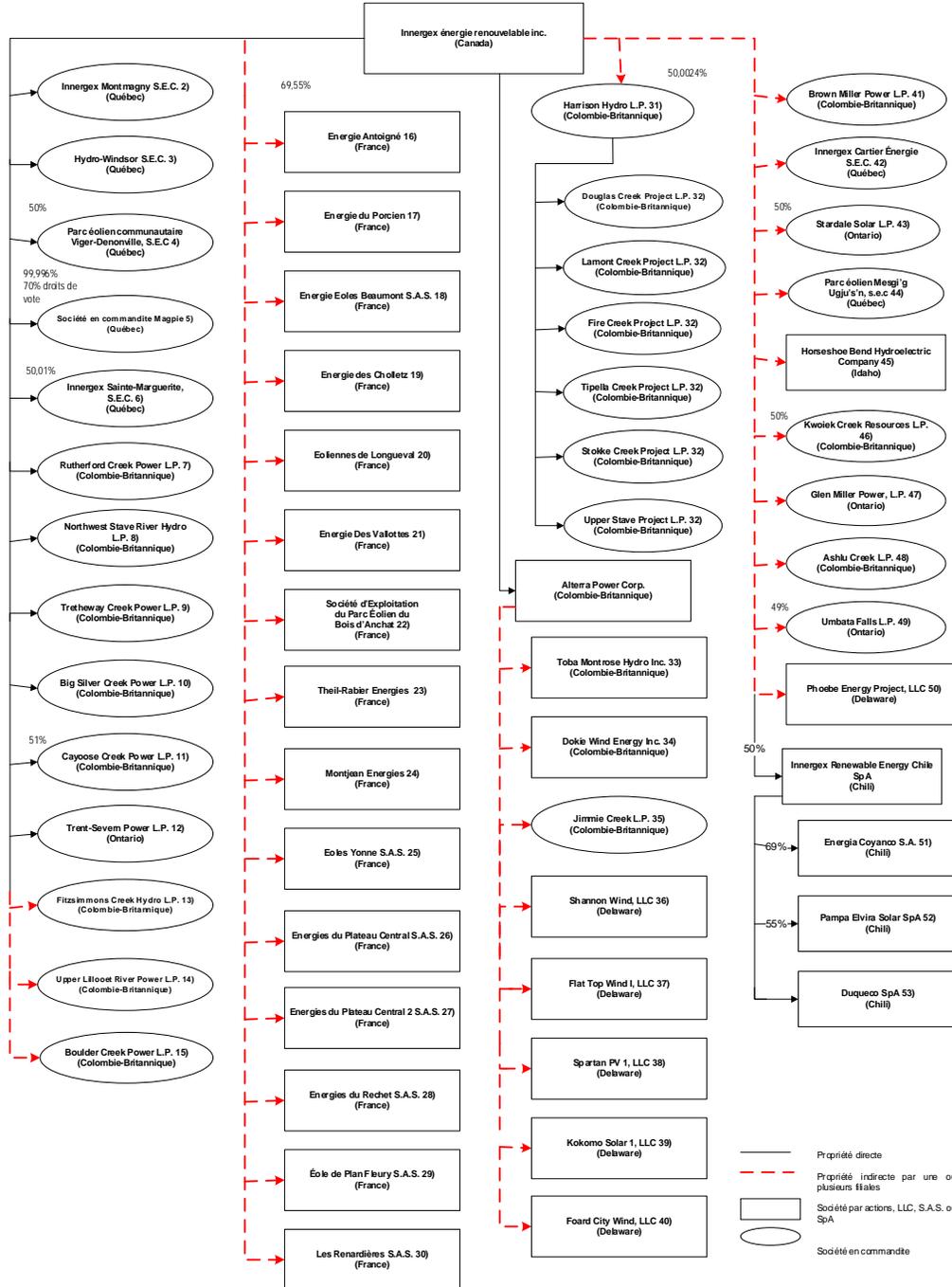
« **Velocita** » Velocita Energy Developments (France) Limited.

« **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 Maggie est propriétaire de la centrale Maggie.
- 6) Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. est propriétaire de la centrale Ste-Marguerite.
- 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 Antioigné S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Antioigné.
- 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) Foard City Wind, LLC détient 100% du parc solaire Foard City.
- 41) Brown Miller Power Limited Partnership est propriétaire des centrales Brown Lake et Miller Creek.
- 42) Innergex Cartier Énergie S.E.C. détient 100 % des parcs éoliens L'Anse-à-Valleau, Carleton, Gros-Morne et Montagne Sèche.
- 43) Stardale Solar LP est propriétaire du parc solaire Stardale.
- 44) 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.
- 45) Innergex USA, Inc. détient à 100 % la centrale Horseshoe Bend.
- 46) 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.
- 47) Glen Miller Power, LP est propriétaire de la centrale Glen Miller.
- 48) Ashlu Creek Investments L.P. est propriétaire de la centrale Ashlu Creek.
- 49) Umbata Falls L.P. est propriétaire de la centrale Umbata Falls et son commandité est Begetekong Power Corporation, qui appartient à 49 % à Innergex.
- 50) Phoebe Energy Project, LLC détient 100 % du projet solaire Phoebe.
- 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; et
- 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.