

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

NOTICE ANNUELLE

pour l'exercice clos le 31 décembre 2020
25 février 2021



TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3	GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	47
MESURES NON CONFORMES AUX IFRS.....	3	DIVIDENDES.....	47
MISE EN GARDE AU SUJET DES ÉNONCÉS PROSPECTIFS	3	DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL.....	48
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	10	DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	48
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	11	Actions ordinaires	48
DÉVELOPPEMENTS RÉCENTS	11	Actions privilégiées	48
SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES ..	12	Actions série A et actions série B	49
Exercice 2020.....	12	Actions série C	50
Exercice 2019.....	14	Débentures convertibles 4,75 %	51
Exercice 2018.....	16	Débentures convertibles 4,65 %	52
SURVOL DE L'INDUSTRIE ET PRINCIPAUX MARCHÉS	18	NOTATION DE CRÉDIT	53
INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUELABLE	18	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	55
Énergie renouvelable au Canada.....	19	ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	56
Énergie renouvelable aux États-Unis	22	ADMINISTRATEURS	56
Énergie renouvelable en France	24	MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	57
Énergie renouvelable au Chili	24	ACTIONNARIAT DES ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	57
MÉTHODE DE PRODUCTION	25	FAILLITE, INSOLVABILITÉ, INTERDICTION D'OPÉRATIONS ET PÉNALITÉS	58
FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LE RENDEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUELABLE	27	CONFLITS D'INTÉRÊTS	58
ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL.....	28	POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI ..	58
DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE	30	DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	59
CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE	30	AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES....	60
Saisonnalité de la production par source d'énergie	30	CONTRATS IMPORTANTS	61
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ	32	INTÉRÊT DES EXPERTS	61
VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE	32	INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT ...	61
PORTEFEUILLE D'ACTIFS	33	RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES... 64	
Installations en exploitation.....	33	GLOSSAIRE.....	65
Projets en développement.....	40	ANNEXE A.....	69
Projets potentiels	44	STRUCTURE ORGANISATIONNELLE.....	69
Actifs incorporels	44	ANNEXE B.....	71
Effets financiers et opérationnels des exigences de protection de l'environnement	44	CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT.....	71
Personnel	45		
Les politiques de protection sociale et environnementale	45		

INTRODUCTION

Innergex énergie renouvelable inc. est un important producteur indépendant canadien d'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la Société développe, acquiert, possède et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des installations de stockage d'énergie 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 2020 et le numéraire est libellé en dollars canadiens. Le taux de change utilisé pour convertir les dollars américains en dollars canadiens est de 1,2732. À moins d'indication contraire ou que le contexte ne s'y oppose, toute référence à la « Société », « Innergex », « nous » et « nos » renvoie 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 les flux de trésorerie disponibles 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 de la Société pour la période de douze mois terminée le 31 décembre 2020 qui est intégré au présent document par renvoi et déposé sur SEDAR sous le profil de la Société à l'adresse www.sedar.com ou sur son site internet à l'adresse www.innergex.com (le « rapport de gestion 2020 ») 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 crédits d'impôt à la production (« CIP ») ou aux crédits d'impôt à l'investissement (« 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 sous la rubrique intitulée « Risques et incertitudes » du rapport de gestion 2020 de la Société et comprennent, sans s'y limiter : les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; la défaillance de l'équipement ou les activités d'entretien et d'exploitation imprévues; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'approvisionnement en équipement; les risques politiques et réglementaires; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transport d'électricité; 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; les pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique; la cybersécurité; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; la capacité à lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; la capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'énergie; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'énergie; incertitudes entourant le développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; le défaut de réaliser les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures; 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; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; la capacité à obtenir les terrains appropriés; les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; es 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; les changements dans la conjoncture économique générale; les fluctuations du taux de change; 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; la possibilité que la Société ne déclare pas ni ne verse un dividende; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; la dépendance envers les diverses formes de CAÉ; le caractère suffisant de la couverture d'assurance; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée; 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 conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; 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 les droits et l'information confidentielle de la Société; 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.

PRINCIPALES HYPOTHÈSES	PRINCIPAUX RISQUES ET PRINCIPALES INCERTITUDES
<p>Production prévue</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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
<p>Produits prévus</p> <p>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 Foard City, Shannon et Flat Top, les parcs solaires Phoebe et Salvador 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.</p> <p>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.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 revenus liés aux 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** »

Flux de trésorerie disponibles prévus, flux de trésorerie disponibles par action prévus et intention de payer un dividende trimestriel

La Société estime les flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien estimées déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. 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

Admissibilité aux CIP et aux 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 donnant droit à des avantages fiscaux
- Risques politiques et réglementaires
- Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets
- Obtention des permis

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, de la capacité de stockage estimée, 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
- Mesures restrictives liées à la maladie à coronavirus (« Covid-19 »)

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

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.

PRINCIPAUX RISQUES ET PRINCIPALES INCERTITUDES

- 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

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 « actions ordinaires ») et un nombre illimité d'actions privilégiées, pouvant être émises en séries (les « actions privilégiées »).
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 (« l'arrangement »).
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 « actions série A ») et les actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif, série B (les « actions série B ») dans le cadre du placement public des actions série A de la Société.
12 mai 2011	Certificat de modification	Pour introduire un droit de vote, dans certaines circonstances limitées, pour les porteurs d'actions privilégiées de la Société.
1 ^{er} 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 « actions série C ») dans le cadre du placement public des actions série C de la Société.
13 mai 2020	Certificat de modification	Pour faire passer le nombre minimum d'administrateurs d'un (1) à trois (3) et le nombre maximum d'administrateurs de dix (10) à quatorze (14).

Le siège social de la Société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10^e 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 24 février 2021, 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 2020.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

La Société s'investit dans l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a, en date du 24 février 2021, seule ou par l'intermédiaire de diverses entreprises, aménagé, mis en service commercial ou acquis 37 centrales hydroélectriques, 32 parcs éoliens et six (6) parcs d'énergie solaire, représentant une puissance installée nette totale de 2 742 mégawatts (« MW ») (puissance brute de 3 694 MW) en exploitation et une capacité de stockage d'énergie de 150 MWh. Sur ses dix (10) projets en développement, quatre (4) sont actuellement en construction et devraient atteindre la mise en service commerciale entre 2021 et 2022. Tous ses projets potentiels sont à différents stades de développement avec une puissance potentielle installée combinée brute de 6 875 MW.

DÉVELOPPEMENTS RÉCENTS

Le 17 février 2021, la Société informait que les récentes conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent au Texas ont eu des conséquences sur sa capacité à produire de l'électricité à son parc éolien Flat Top, qui a repris ses activités en fin de semaine. En ce qui concerne les parcs éoliens de Shannon et de Foard City ainsi que le parc solaire Phoebe, bien qu'une certaine production d'électricité se soit poursuivie, l'effet combiné des interruptions de production, des conditions anormales des prix du marché et des obligations contractuelles de livrer une production quotidienne prédéterminée en vertu des couvertures du prix de l'électricité a eu des incidences financières tant positives que négatives selon les conditions variables à différents moments.

Le 8 janvier 2021, la Société a annoncé les taux de dividende applicables aux actions série A ainsi qu'aux actions série B. Pour les actions série A, le taux de dividende applicable à la période de cinq ans allant du 15 janvier 2021 au 15 janvier 2026 exclusivement sera de 3,244 % par année, ou 0,2027 \$ par action par trimestre, correspondant à la somme du rendement des obligations du Canada (au sens donné dans le prospectus relatif aux actions série A décrit ci-dessous) le 16 décembre 2020, majoré de 2,79 %. Pour les actions série B, le taux de dividende applicable à la période à taux variable trimestrielle allant du 15 janvier 2021 au 15 avril 2021 exclusivement sera de 2,91 % par année, ou 0,181875 \$ par action par trimestre. Les taux de dividendes ont été établis conformément aux dispositions régissant les actions séries A et actions série B. Au 24 février 2021, 3 400 000 actions série A et aucune action série B étaient émises et en circulation. Voir la rubrique « *Description de la structure du capital – Description générale de la structure du capital – Actions privilégiées* ».

SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Exercice 2020

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 dans des batteries ou de transport, des projets relatifs à une production décentralisée et 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.

L'année 2020 a été marquée par la création d'une alliance stratégique avec Hydro-Québec, qui est également devenue la principale actionnaire d'Innergex. Deux (2) acquisitions ont également été réalisées et la construction de quatre (4) installations d'énergie renouvelable a progressé.

Le 7 mai 2020, la Société a annoncé la clôture d'un financement de construction, d'un engagement de financement au partage fiscal, de même qu'une facilité de prêt à terme de 7 ans pour le projet solaire photovoltaïque Hillcrest de 200 MW situé dans le comté de Brown, en Ohio (le « **projet solaire Hillcrest** »). Au total, le financement de 191,8 M\$ US (244,2 M\$ CA) a été mené par le groupe Électricité et énergie de CIT et comprend MUFG et Mizuho, ainsi que Wells Fargo en tant qu'investisseur participant au partage fiscal. Le projet a été acquis en octobre 2018 d'une coentreprise composée d'Open Road Renewables, LLC et MAP Energy, LLC, les développeurs initiaux du projet solaire Hillcrest. La mise en service commerciale est prévue au deuxième trimestre de 2021. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Projets en développement – En construction - Projet solaire* ».

Le 12 mai 2020, la Société a annoncé qu'elle avait été retenue dans le groupe final d'attribution dans le cadre du processus d'appel d'offres d'Hawaiian Electric Companies pour de la nouvelle production d'énergie renouvelable. Les projets proposés sont des installations de 15 MW d'énergie solaire et de 60 MWh de stockage dans des batteries sur l'île d'Oahu (le « **projet solaire Barbers Point** ») et de 20 MW d'énergie solaire et de 80 MWh de stockage dans des batteries sur l'île de Maui (le « **projet solaire Kahana** »). La mise en service commerciale des deux projets est prévue en 2023. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Projets en développement – Autre projets en développement – Projet solaire* ».

Le 14 mai 2020, la Société a annoncé l'acquisition du parc solaire photovoltaïque de 68 MW PV Salvador nau Chili (le « **projet solaire Salvador** »), ainsi que des CAÉ basés sur la demande et d'une durée de 11 ans couvrant une production totale d'électricité de 54,6 GWh/an. Le projet solaire Salvador et les CAÉ ont été acquis auprès d'Etrion Chile SpA, Total Solar Latin America SpA and Holding et Solventus Salvador SpA. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Installations en exploitation – Parcs solaires en exploitation* ».

Le 20 mai 2020, la Société a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation de la Bourse de Toronto (la « **TSX** ») pour procéder au renouvellement de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions ordinaires et au commencement d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions série A et actions série C (l'« **offre de 2020** »). Dans le cadre de l'offre de 2020, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à 2 000 000 de ses actions ordinaires représentant approximativement 1,15 % de ses actions ordinaires émises et en circulation et respectivement, jusqu'à 68 000 et 40 000 des actions série A et actions série C, représentant 2 % des actions privilégiées émises et en circulation. L'offre de 2020 a débuté le 24 mai 2020 et prendra fin le 23 mai 2021. En date des présentes, aucune action ordinaire, action série A et action série C n'ont été rachetées.

Le 22 mai 2020, la Société a annoncé qu'elle avait reçu des avis de British Columbia Hydro and Power Authority (« **BC Hydro** ») en lien avec six centrales hydroélectriques de la Société en Colombie-Britannique indiquant que BC Hydro n'accepterait pas ni n'achèterait d'énergie dans le cadre des CAÉ applicables au-delà d'un niveau de réduction spécifié pour la période commençant le 22 mai 2020 et se terminant le 20 juillet 2020, cette période n'ayant pas été prolongée par BC Hydro. Les niveaux de réduction spécifiés étaient de 0,0 MW/h pour les centrales de Jimmie Creek, Upper Lillooet River, Northwest Stave River et Boulder Creek, 2,0 MW/h pour la centrale Tretheway Creek et 4,0 MW/h pour la centrale Big Silver Creek. Le maintien de ces niveaux de réduction pour la période spécifiée s'est traduit par une perte de produits des activités ordinaires de moins de 16,4 M\$ pour la Société à la date de la présente notice annuelle.

Le 15 juillet 2020, la Société a annoncé l'acquisition de toutes les actions de catégorie B d'un portefeuille de six parcs éoliens en exploitation dans le comté d'Elmore, dans l'Idaho, aux États-Unis (connue sous le nom d'acquisition de Mountain Air) pour un prix d'achat de 56,8 M\$ US (72,3 M\$ CA) auprès de Terna Energy SA. Les six parcs éoliens de 23 MW, soit Cold Springs, Desert Meadow, Hammett Hill, Mainline, Ryegrass et Two Ponds, ont une puissance installée totale combinée de 138 MW. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Installations en exploitation – Parcs éolien en exploitation* ».

Le 17 septembre 2020, la Société a annoncé la signature de deux CAÉ de 25 ans à prix fixe avec la Hawaiian Electric Company, Inc. pour l'électricité qui sera produite par le projet solaire Barbers Point et le projet solaire Kahana. La mise en service commerciale des deux projets est prévue en 2023. Les CAÉ sont assujettis à l'approbation de la Public Utilities Commission d'Hawaii.

Le 4 novembre 2020, la Société et Corporation foncière de Pituvik de Inukjuak (« **Pituvik** ») ont annoncé la clôture d'un financement sans recours pour un prêt de construction et un prêt à terme pour le projet de 92,8 M\$ avec La Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers pour la construction d'Innavik, 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 Innavik** »). La mise en service commerciale est prévue en 2022. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Projets en développement – En construction – Projet hydroélectrique* ».

Le 16 décembre 2020, la Société informait que l'agence de notation S&P Global Ratings, une division de S&P Global Inc. (« **S&P** ») a changé la note de crédit de la Société de BBB-(Négatif) à BB+(Stable) ainsi que les notes des actions privilégiées de la Société qui sont passées de BB et P-3 à B+ et P-4(Élevé). La Société informait également que Fitch Ratings, Inc. (« **Fitch** ») a attribué une note de BBB- avec perspective stable à la Société et une note de BB tant aux actions série A qu'aux actions série C. Voir la rubrique « *Notation de crédit* ».

Le 29 décembre 2020, la Société a annoncé la clôture du financement de la construction et d'un engagement de financement au partage fiscal pour son parc éolien de 225 MW situé dans les comtés de Knox et Baylor, dans le nord-ouest du Texas (« **le projet éolien Griffin Trail** »). Le financement de 276,2 M\$ US (351,7 M\$ CA) a été convenu avec Sumitomo Mitsui Banking Corporation agissant en tant qu'arrangeur principal et de responsable de la coordination et Banque Canadienne Impériale de Commerce (CIBC) agissant en tant qu'arrangeur principal conjoint, soutenu par un engagement de financement au partage fiscal de 171,4 M\$ US (218,2 M\$ CA) de Wells Fargo qui sera versé à la date de mise en service commerciale qui est prévue en 2021.

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 transaction, 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 HS Orka, la durée moyenne pondérée restante des CAÉ de la Société 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 (2) des plus gros projets de la société, le parc solaire Phoebe de 250 MW 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 (379,3 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 au 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 (369,2 M\$ CA) a été convenu avec les prêteurs Santander, MUFG, Zions Bancorp et la Banque Royale du Canada, soutenu par un engagement de financement au partage fiscal de 275,0 M\$ US (351,1 M\$ CA) de Berkshire Hathaway Energy et une facilité de prêt à terme de 7 ans de 23,3 M\$ US (29,7 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 avait reçu l'approbation de la TSX pour 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 pouvait 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 a pris fin le 23 mai 2020. Dans le cadre de l'offre de 2019, aucune action ordinaire n'a été rachetée.

Le 27 mai 2019, la Société, Pituvik et Hydro-Québec ont annoncé la construction du projet hydroélectrique Innavik. 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 a commencé au deuxième trimestre de 2020. Un CAÉ de 40 ans a été signé avec Hydro-Québec et la mise en service commerciale est prévue pour la fin 2022. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Projets en développement – En construction – Projet hydroélectrique* ».

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 CAÉ 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 avait 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 86,6 M\$ 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 13,3 M\$ 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 de la cote 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 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 est vendue au réseau électrique d'ERCOT et 89 % de l'énergie produite reçoit un prix fixe en vertu d'un CAÉ 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 avait été signé avec une société américaine ayant une cote d'investissement de première qualité pour le projet solaire Hillcrest de 200 MW situé dans le comté de Brown, en Ohio. Les ventes prévues au CAÉ devraient débiter lors de la mise en service commerciale du projet, prévue au deuxième trimestre de 2021. Voir la rubrique « *Description des activités et de l'actif de la Société – Portefeuille d'actifs – Projets en développement – En construction – Projet solaire* ».

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 avaient 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. 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.

L'année 2018 a été marquée par la réalisation de sept (7) 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.

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 avait 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 avaient conclu une entente avec BC Hydro pour le renouvellement du CAÉ de la centrale Walden North (le « **renouvellement du CAÉ Walden** »). Le renouvellement du CAÉ Walden était daté du 1^{er} avril 2018 et avait une durée de 40 ans. Le renouvellement du CAÉ Walden était soumis à l'acceptation de la British Columbia Utilities Commission (« **BCUC** »). Par l'ordonnance G-278-19 du 8 novembre 2019 (« **ordonnance de la BCUC** »), en l'absence d'un plan de ressources intégré mis à jour et approuvé par BC Hydro, la BCUC a refusé de se prononcer sur l'intérêt public du CAÉ Walden, a ajourné la procédure et a invité BC Hydro et Cayoose Creek Power Limited Partnership à conclure et à déposer une modification du renouvellement du CAÉ Walden afin de refléter une durée maximale de trois ans à compter de la date de l'ordonnance de la BCUC. Cayoose Creek Power Limited Partnership et BC Hydro ont ensuite convenu de mettre fin au renouvellement du CAÉ Walden conformément à ses conditions et de continuer à effectuer des transactions conformément aux conditions (i) du CAÉ initial conclu entre BC Hydro et ESI Power Corp,

daté du 16 août 1990, tel que cédé par ESI Power Corp. à ESI Power-Walden Corporation, et tel que cédé de nouveau par ESI Power-Walden Corporation à Cayoose Creek Power Limited Partnership, tel que clarifié par la première lettre de clarification datée du 2 septembre 1994 et la deuxième lettre de clarification datée du 17 décembre 2014, et (ii) de l'accord d'abstention initialement conclu entre BC Hydro et ESI Power-Walden Corporation, daté du 1^{er} avril 2014, tel que cédé à Cayoose Creek Power Limited Partnership.

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 « **renouvellement du CAÉ Brown Lake** »). Le renouvellement du CAÉ Brown Lake est daté du 1^{er} avril 2018 et est assujéti à l'approbation de la BCUC. Par l'ordonnance de la BCUC, en l'absence d'un plan de ressources intégré mis à jour et approuvé par BC Hydro, la BCUC a refusé de se prononcer sur l'intérêt public du renouvellement du CAÉ Brown Lake, a ajourné la procédure et a invité BC Hydro et la Société à conclure et à déposer une modification du renouvellement du CAÉ Brown Lake afin de refléter une durée maximale de trois ans à compter de la date de l'ordonnance de la BCUC. La Société et BC Hydro ont ensuite modifié le renouvellement du CAÉ Brown Lake tel que suggéré par l'ordonnance de la BCUC afin que le renouvellement du CAÉ Brown Lake ait une durée maximale de trois ans et se terminant le 31 octobre 2022. La modification du renouvellement du CAÉ Brown Lake a été soumise par BC Hydro à la BCUC pour acceptation. En date des présentes, l'acceptation par la BCUC de la modification du renouvellement du CAÉ Brown Lake n'a pas encore été reçue.

Le 7 mai 2018, la Société a annoncé qu'elle avait 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 Ledcor 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. Par conséquent, 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 (140,1 M\$ CA). Le 5 juillet 2018, E-Llaima a conclu l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco de 140 MW pour un prix d'achat d'environ 210 M\$ US (267,4 M\$ CA), déduction faite d'environ 10 M\$ US (12,7 M\$ CA) en espèces. E-Llaima possède 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.

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 parcs éoliens Cartier.

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 des entreprises pour de l'électricité propre. 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 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;
- les politiques gouvernementales stables et à long terme pour l'atténuation des changements climatiques et l'adaptation à ceux-ci et 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 produits et les dépenses prévues pour chaque projet, dans un marché où la compétitivité des coûts des installations de production d'énergie renouvelable s'améliore rapidement;
- sa capacité à faire des acquisitions rentables; et
- sa capacité à financer sa croissance et à fournir de l'énergie ferme grâce à la préparation croissante du marché et à l'efficacité en termes de coûts des technologies de stockage.

La 21^e 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 nouvelle 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 acquisitions fédérales et provinciales qui donnent lieu à des contrats d'achat à prix fixe à long-terme avec des société d'État ainsi que par des mesures incitatives comme 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.

En 2020, le gouvernement du Canada a publié son plan climatique mis à jour, Un environnement sain et une économie saine, pour s'appuyer sur les travaux dans le cadre du Cadre pancanadien et pour dépasser la cible de réduction des gaz à effet de serre du Canada en 2030. Le plan prévoit qu'avec une électrification importante dans tous les secteurs économiques, d'ici 2050, le Canada devra produire jusqu'à deux ou trois fois plus d'énergie non émettrice qu'il ne le fait actuellement. 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 et d'atteindre un réseau de zéro émissions nettes avant 2050. À cette fin, le plan s'engage à hausser sensiblement le prix du carbone à l'échelle nationale, le faisant passer de 30 \$ la tonne d'émissions de GES à 170 \$ la tonne en 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 – 99,8 % de sa production d'électricité provenant de sources renouvelables, le gouvernement privilégie les initiatives d'électrification;
- Nouvelle-Écosse – report de son objectif de 40 % de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables de 2020 à 2022 en raison de la Covid-19;
- Nouveau-Brunswick – 40 % de l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables d'ici 2020;
- Yukon - 97 % de l'électricité du réseau principal proviendra de sources renouvelables d'ici 2030.

Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques avec une puissance hydroélectrique installée estimative de plus de 80 000 MW, étant 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. Au cours des cinq dernières années, on a construit plus d'installations d'énergie éolienne au Canada que toute autre forme de production d'électricité, la puissance installée ayant augmenté en moyenne de 16 % par année au cours de la dernière décennie. Selon l'Association canadienne de l'énergie renouvelable, le Canada se situe au neuvième rang pour la production d'énergie éolienne dans le monde avec une puissance installée de plus de 13 400 MW à la fin de 2019.

L'énergie solaire ne représente qu'une petite partie de l'ensemble de l'offre, mais elle constitue une source d'électricité en croissance rapide au Canada. En 2019, le Canada disposait d'une puissance installée d'énergie solaire d'environ 3 000 MW, ce qui le situait en 19^e position dans le monde.

Les énergies éoliennes et solaires combinées représentent aujourd'hui 6 % de la production totale d'électricité au Canada. La Régie de l'énergie du Canada prévoit que la puissance éolienne et solaire passera à 40 GW et à 20 GW respectivement d'ici 2050, soit plus de trois fois les niveaux actuels.

Cadre réglementaire et méthode de distribution

Québec

Hydro-Québec, société publique 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 2020, le gouvernement du Québec a publié le Plan pour une économie verte 2030, une politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques. Le gouvernement fait de l'électrification des transports, des bâtiments et des activités industrielles le point central du plan, de sorte que les combustibles fossiles actuellement consommés seront progressivement remplacés par l'énergie verte produite au Québec. Le Québec exportera également de l'électricité renouvelable à ses voisins dans le but de devenir la « batterie » du nord-est de l'Amérique. 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, les objectifs ambitieux de la province en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et d'électrification continueront à stimuler la demande provinciale en énergie renouvelable.

À la fin de 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a décidé de continuer la construction du projet de barrage hydroélectrique Site-C, 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. Grâce à une politique climatique stable et à une mise en œuvre efficace, l'énergie produite par le Site-C devrait facilement être couverte par la demande associée à l'augmentation de la consommation d'énergie en Colombie-Britannique.

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 s'efforce de trouver d'autres occasions de réaliser les réductions restantes nécessaires pour atteindre son objectif. 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 à la fin de 2020, les dernières prévisions des perspectives de la SIERE ont accru la demande en raison d'une croissance soutenue à court terme dans le secteur minier, de nouveaux projets d'électrification du transport ferroviaire et de la baisse des prix de l'électricité. En 2024, il faudra accroître la capacité en raison de cette demande croissante, 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 19 % en 2019 à 38 % d'ici 2050, avec approximativement 117 GW de puissance d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque devant être ajoutée de 2020-2023, 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 2020, a été prolongé jusqu'à la fin de 2021. 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). Les États-Unis ont également construit une part croissante de nouveaux projets d'énergie renouvelable pour répondre à la demande des entreprises. 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.

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. Trente (30) États, Washington D.C. et trois (3) territoires ont maintenant adopté des RPS, et huit (8) États et un (1) territoire ont fixé des objectifs de portefeuille renouvelable. Douze (12) territoires, dont Hawaï, ont besoin d'électricité propre à 100 % d'ici 2050 ou avant. Plus de 60 % des ventes au détail d'électricité aux États-Unis se trouvent dans un territoire qui a en place des politiques RPS juridiquement contraignantes.

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 puissance éolienne installée de presque 25 GW et de plus de 5 GW en construction, dépassant ainsi son objectif de 10 GW de puissance 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 puissance photovoltaïque solaire pour atteindre plus de 3 GW de puissance installée à l'échelle du service public, avec 4 GW supplémentaires qui devraient être installés au cours des cinq prochaines années.

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 faible coût de la production d'énergie éolienne et solaire, 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 2020, 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. En outre, à partir de 2021, la Société a également l'intention d'aborder le secteur solaire à grande échelle qui bénéficie également du même soutien avec un objectif de 40 GW d'ici 2028. Enfin, parallèlement à la production d'énergie renouvelable, Innergex a l'intention de saisir les occasions sur le marché du stockage d'énergie.

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 (39 % en 2019).

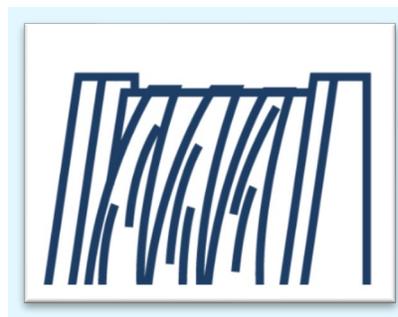
Le National Electric Coordinator agit en tant qu'opérateur de réseau indépendant pour le National Electric System, au Chili. Il est responsable de coordonner la production d'électricité dans l'ensemble du réseau afin d'assurer l'efficacité opérationnelle et la rentabilité, tandis que les coûts de transport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

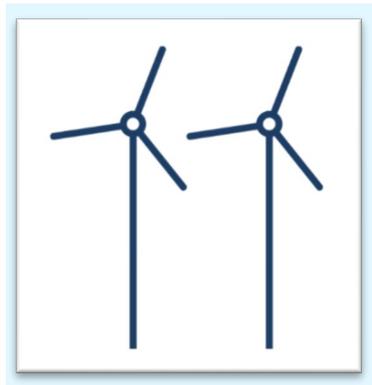
Les centrales de production hydroélectrique au fil de l'eau, à la différence des installations hydroélectriques classiques, ne nécessitent pas l'inondation de grandes étendues. L'énergie hydroélectrique est produite par l'exploitation de la force créée par la chute de l'eau. Le dénivelé entre le bassin 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.

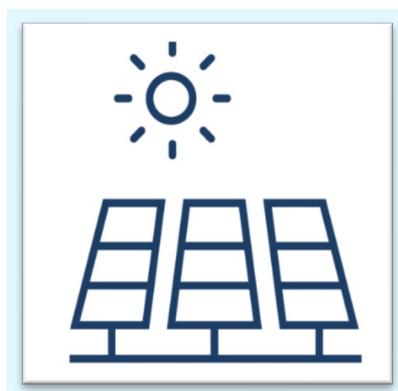


Processus de production de l'énergie solaire

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.

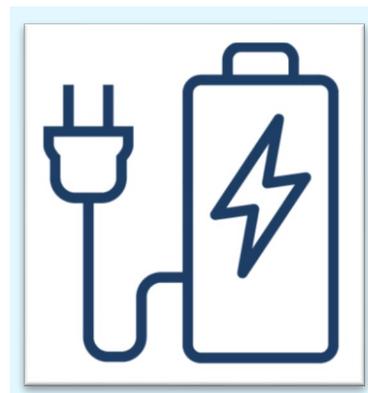


Énergie solaire thermique

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.

Processus de production de stockage d'énergie

Avec l'utilisation accrue des énergies renouvelables, éolienne et solaire, dont la production varie en fonction du vent ou du rayonnement solaire, il devient important d'intégrer le stockage de l'énergie pour aider à équilibrer la production et la demande d'énergie. Comme les grands barrages hydroélectriques permettent de stocker l'eau pour l'utiliser ultérieurement dans des turbines hydroélectriques, le stockage par batteries, réparti sur tous les réseaux électriques, permet de réutiliser l'énergie excédentaire produite par les énergies renouvelables, en dehors des heures de pointe, lors des périodes de forte demande en électricité. L'avantage du stockage par batteries est son installation à proximité des zones de consommation pendant les périodes de pointe. Le stockage dans des batteries peut couvrir entre 2 et 6 heures de demande de pointe.



L'hydrogène va devenir un élément clé de la transition énergétique mondiale. Les énergies renouvelables seront le seul moyen de produire de l'hydrogène vert (Green H2) à l'aide d'un hydrolyseur sans production de CO₂. L'électrolyseur divise la molécule d'eau en deux composants : l'oxygène et l'hydrogène. Pour le stockage de l'énergie à long terme, la production d'hydrogène vert permettra de stocker l'énergie sur de longues périodes. L'hydrogène vert pourrait être réutilisé pour produire de l'énergie électrique.

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 75 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 8,1 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 14,2 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 libre 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 la rubrique intitulée « *Risques et incertitudes* » du rapport de gestion 2020 de la Société). 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 la rubrique intitulée « *Risques et incertitudes* » du rapport de gestion 2020 de la Société), la Société estime que les perspectives pour l'industrie des énergies renouvelables sont prometteuses.

DÉPENDANCE ÉCONOMIQUE

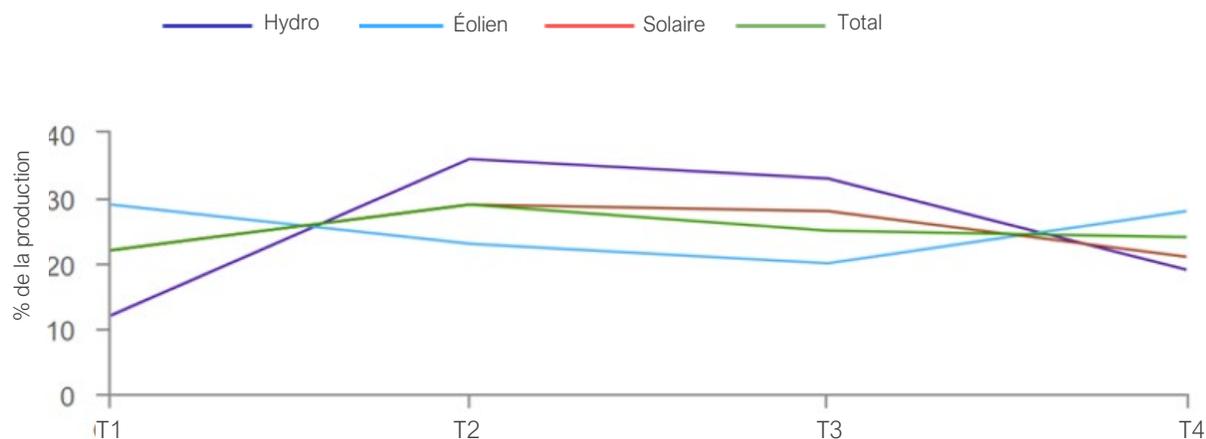
La Société ne croit pas dépendre en grande partie d'une seule entente contractuelle. Cependant, la Société a relevé trois (3) clients importants. Le tableau suivant présente les ventes par la Société à ces trois (3) clients importants, aux termes de ses divers CAÉ, chacun représentant plus de 10 % de ses revenus en 2020 de 613,2 M\$ (557,0 M\$ en 2019) :

CLIENTS IMPORTANTS	NOTATION DE CRÉDIT DE STANDARD & POOR'S	SECTEUR	REVENUS POUR L'EXERCICE TERMINÉ	
			31 DÉCEMBRE 2020 (M\$)	31 DÉCEMBRE 2019 (M\$)
BC Hydro	AAA	Production hydroélectrique	172,7	158,2
Hydro-Québec	A+	Production hydroélectrique et éolienne	244,5	249,0
Électricité de France	A+	Production éolienne	92,3	91,7

CARACTÈRE SAISONNIER ET CYCLIQUE

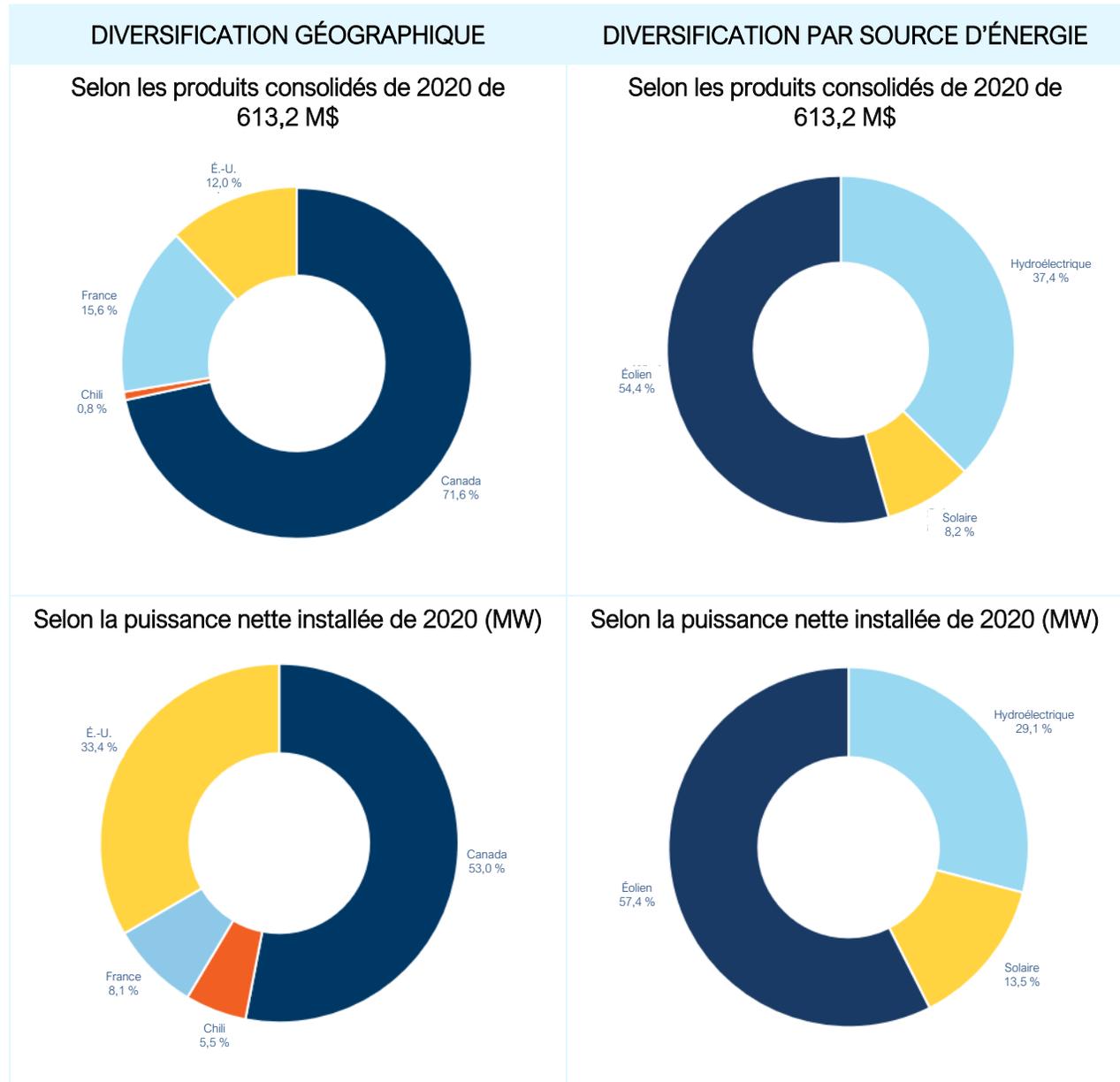
L'industrie de l'énergie renouvelable est saisonnière en raison de la dépendance de l'industrie envers les conditions météorologiques pour la disponibilité des ressources en eau, éoliennes et la lumière du soleil pour la production d'électricité.

Saisonnalité de la production par source d'énergie



Le pourcentage de production est fondé sur la PMLT pour les installations en exploitation au 24 février 2021. 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 2020). 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.



DESCRIPTION DES ACTIVITÉS ET DE L'ACTIF DE LA SOCIÉTÉ

VUE D'ENSEMBLE – INFORMATION SECTORIELLE

Au 31 décembre 2020, la Société comptait trois (3) 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 aménage 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 ¹⁾			
	PRODUITS D'EXPLOITATION 2020		PRODUITS D'EXPLOITATION 2019	
	M\$	% DU TOTAL DES PRODUITS	M\$	% DU TOTAL DES PRODUITS
Production d'énergie hydroélectrique	229,1	37,4%	218,9	39,3%
Production d'énergie éolienne	333,8	54,4%	304,7	54,7%
Production d'énergie solaire	50,3	8,2%	33,4	6,0%

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 24 février 2021, la Société détient une participation dans trois (3) groupes de projets à diverses étapes : les Installations en exploitation, les Projets en développement et les Projets potentiels.

Installations en exploitation

Au 24 février 2021, la Société possède et exploite 75 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 ¹⁾	PUISSANCE INSTALLÉE (MW)	
		BRUTE ²⁾	NETTE ³⁾
Hydroélectricité	37	1 181	797
Éolien	32	2 117	1 575
Solaire	6	396	370
Total	75	3 694	2 742

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 24 février 2021, 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 (9) sont situées dans la province de Québec, trois (3) en Ontario et 21 en Colombie-Britannique pour un total de 33 au Canada, une (1) aux États-Unis et trois (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	2039
Ste-Marguerite	8,5	50,1 %	166 500	1993	2043
	22,0			2002	2027
Windsor	5,5	100 %	31 000	1996	2036
TOTAL	136,6		699 930		

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 25 ans du CAÉ de la centrale Ste-Marguerite a expiré 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. 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 des centrales Portneuf 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. Des discussions sur les modalités de renouvellement sont en cours conformément au processus de renouvellement du CAÉ initial.

À l'expiration du bail en 2032, la centrale Magpie et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du ministre délégué aux Ressources naturelles et à la Faune et du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, à moins qu'ils ne renoncent à ce droit.

Les centrales Portneuf sont soumises à un bail emphytéotique venant à échéance en décembre 2025, lequel peut être renouvelé pour une période additionnelle de 25 ans et à l'expiration ou la résiliation du bail emphytéotique, les centrales Portneuf et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du locateur.

Le site de la centrale Saint-Paulin est soumis à un bail superficiaire venant à échéance en 2034. À l'expiration du bail de la centrale Saint-Paulin, la centrale Saint-Paulin et les autres améliorations construites sur le site deviendront la propriété du 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
TOTAL	36,0		183 645		

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 à la Première Nation Biigtigong Nishnaabeg.

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 ¹⁾
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
TOTAL	846,4		3 076 266		

1. Le renouvellement du CAÉ Brown Lake 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^e 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^e 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^e et 50^e 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
TOTAL	9,5		46 800		

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 %	75 000	2010	2025 ¹⁾
Mampil	55,0	50,0 %	140 900	2001	— ¹⁾
Peuchén	85,0	50,0 %	177 040	2001	— ¹⁾
TOTAL	152,0		392 710		

1. Actuellement, Guayacán et Duqueco (Mampil + Peuchén) ont des CAÉ pour une partie de leur production. Guayacán a signé un CAÉ avec Enel jusqu'en 2025, dont le prix fixe est de 45 \$ US/MWh pour 3,3 à 6,8 GWh/an selon l'année. Duqueco compte actuellement 5 CAÉ différents en vigueur avec Enel, Voith et Typack, qui viennent à échéance en 2021, 2023, 2024 et 2025. Les prix sont compris entre 43,5 et 47,5 \$ US/MWh et pour une production qui passe de 221 à 4,5 GWh par an.

Parcs éoliens en exploitation

Au 24 février 2021, la Société détient des participations dans 32 parcs éoliens en exploitation d'une puissance installée nette globale de 1 575 MW (puissance brute de 2 117 MW) dont huit (8) sont situés au Canada sept (7) dans la province de Québec et un (1) en C.-B.), 15 en France et neuf (9) 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 ¹⁾	2032
L'Anse-à-Valleau	100,5	100 %	291 700	2007	2027
Mesgi'g Ugju'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
TOTAL	763,9		2 384 000		

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
TOTAL	144,0		302 984		

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
TOTAL	317,3		739 693		

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
Cold Springs	23,0	62,3%	49 633	2012	2032
Desert Meadow	23,0	62,3%	58 281	2012	2032
Flat Top ¹⁾	200,0	51 %	872 500	2018	2031
Foard City	350,3	100 %	1 303 187	2019	2031
Hammett Hill	23,0	62,3%	56 631	2012	2032
Mainline	23,0	62,3%	55 196	2012	2032
Ryegrass	23,0	62,3%	52 556	2012	2032
Shannon ²⁾	204,0	50 %	713 806	2016	2029
Two Ponds	23,0	62,3%	58 249	2012	2032
TOTAL	894,8		3 220 039		

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 24 février 2021, la Société détient des participations dans six (6) parcs solaires d'une puissance installée nette globale de 370 MW (puissance brute de 396 MW) dont un (1) est situé au Canada (dans la province d'Ontario), trois (3) aux États-Unis et deux (2) au Chili, dont un (1) a une capacité de stockage d'énergie de 150,0 MWh.

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 %	36 584	2012	2032
TOTAL	27,0		36 584		

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 ¹⁾	6,0	90 %	9 651	2016	2036
Spartan ¹⁾	10,5	100 %	14 582	2017	2042
Phoebe	250,0	100 %	713 682	2019	2031
TOTAL	266,5		737 915		

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.

PARCS SOLAIRES SITUÉS AU CHILI						
NOM DU PARC SOLAIRE	PUISSANCE BRUTE (MW)	CAPACITÉ DE STOCKAGE (MWh)	PARTICIPATION	PRODUCTION MLT ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE	EXPIRATION DU CAÉ
Pampa Elvira	34,0	150,0 ¹⁾	27,5 %	53 730	2013	2023
Salvador	68,0	-	100 %	112 460	2014	2030
TOTAL	102,0	150,0		166 190		

1. La capacité liée au stockage d'eau chaude du parc solaire Pampa Elvira.

Projets en développement

Au 24 février 2021, la Société détenait des participations dans dix (10) projets en développement, dont quatre (4) sont en construction, qui représentent une puissance installée brute estimative globale de 440,0 MW et les six (6) autres projets en développement ont une puissance installée brute estimative globale de 189,0 MW et une capacité de stockage estimative globale de 329,0 MWh, 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 ¹⁾ ESTIMATIVE (MWH)	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE PRÉVUE	EXPIRATION DU CAÉ
PROJET HYDROÉLECTRIQUE						
Canada	Innavik	7,5	50 %	54 700	2022	2062
PROJETS ÉOLIENS						
États-Unis	Griffin Trail	225,6	100%	819,000	2021	-2)
France	Yonne II	6,9	69,55%	11 000	2021	2041
PROJET SOLAIRE						
États-Unis	Hillcrest	200,0	100 %	413 300	2021	2035
TOTAL		440,0		1 298 000		

1. Cette information est destinée à informer le lecteur de l'impact potentiel des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent différer. Voir « Mise en garde au sujet des énoncés prospectifs ».
2. Le projet prévoit vendre l'énergie produite sur le marché ouvert.

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 a débuté 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 a été finalisée en 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.

Projets éoliens

[Projet éolien Griffin Trail \(États-Unis – participation de 100 %\)](#)

Description

Le projet éolien Griffin Trail est un projet éolien de 225 MW situé dans les comtés de Knox et Baylor, au Texas. Il sera composé de turbines éoliennes GE dont la livraison débutera au premier trimestre 2021. La construction a débuté au troisième trimestre 2020, y compris la construction des routes, des fondations des turbines et du bâtiment d'exploitation et de maintenance. La construction du point d'interconnexion est en cours par un fournisseur de transport local. La mise en service commerciale est prévue pour le troisième trimestre 2021.

Droits d'utilisation du site

Le projet contrôle les terres à 100% avec des baux sur plus de 27 000 acres.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet devrait vendre l'énergie produite sur le marché au comptant ERCOT.

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

Description

Le projet éolien Yonne II est une extension du parc éolien Yonne situé en Bourgogne-Franche-Comté, en France. Il s'agit d'un projet éolien de 6,9 MW composé de trois (3) turbines éoliennes Enercon d'une puissance de 2,3 MW chacune. Toutes les autorisations ont été obtenues et sont sans recours. La construction a débuté au deuxième trimestre de 2020 et la mise en service commerciale est prévue pour le premier trimestre de 2021.

Droits d'utilisation du site

Les terres et les points d'interconnexion ont été obtenus.

Contrat d'achat d'électricité

Le projet bénéficie d'un CAÉ de 20 ans (contrat de compensation supplémentaire signé avec EDF OA) pour la totalité de la puissance de 6,9 MW qui démarrera lorsque la mise en service commerciale aura été atteinte.

Projet solaire

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

Description

Le projet solaire Hillcrest est un projet solaire de 200 MW 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 a été reçu au cours du premier trimestre de 2020, ce qui permettrait une mise en service commerciale prévue au deuxième trimestre de 2021.

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 signé avec une société américaine ayant une cote d'investissement de première qualité.

Autres projets en développement

PAYS	PROJETS	PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE ESTIMATIVE (MW)	CAPACITÉ DE STOCKAGE ESTIMATIVE (MWh)	PARTICIPATION	DATE DE MISE EN SERVICE COMMERCIALE PRÉVUE
PROJET HYDROÉLECTRIQUE					
Chili	Frontera	109,0	-	37,5 %	- ¹⁾
PROJET SOLAIRES					
États-Unis	Hale Kuawehi	30,0	120,0 ²⁾	100%	2022
États-Unis	Paeahu	15,0	60,0 ²⁾	100%	2023
États-Unis	Kahana	20,0	80,0 ²⁾	100%	2023
États-Unis	Barbers Point	15,0	60,0 ²⁾	100%	2023
PROJET DE STOCKAGE D'ÉNERGIE					
France	Tonnerre	-	9,0 ³⁾	100 %	2021
TOTAL		189,0	329,0		

1. Le calendrier du projet est en cours de révision par suite des mesures restrictives liées à la Covid-19.

2. Capacité de stockage dans des batteries liée à ce projet.

3. Capacité de stockage dans des batteries autonome.

Projet hydroélectrique

[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 Bío-Bío, 500 km au sud de Santiago, Chili. 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. Le processus de financement, le contrat de construction et les demandes de permis progressent lentement en raison de la Covid-19. Le calendrier du projet est en révision.

Projets solaires

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

Le projet solaire Hale Kuawehi est un projet solaire de 30 MW, avec un stockage d'énergie 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 solaire de 15 MW, avec un stockage d'énergie 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 2023. L'entente a été approuvée par la Public Utilities Commission of Hawaii en octobre 2020.

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

Le projet solaire Kahana est un projet solaire de 20 MW avec un stockage d'énergie de 80 MWh dans des batteries, situé sur l'île de Maui. La Société a conclu un CAÉ d'une durée de 25 ans qui prévoit un prix fixe avec Maui Electric Company. Le contrat est assujéti à l'approbation de la PUC d'Hawaii. Les ventes commenceront une fois qu'aura lieu la mise en service commerciale qui est prévue pour 2023.

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

Le projet solaire Barbers Point est un projet solaire de 15 MW avec un stockage d'énergie de 60 MWh dans des batteries, situé sur l'île d'Oahu. La Société a conclu un CAÉ d'une durée de 25 ans qui prévoit un prix fixe avec Hawaiian Electric Company. Le contrat est assujéti à l'approbation de la PUC d'Hawaii. Les ventes commenceront une fois qu'aura lieu la mise en service commerciale qui est prévue pour 2023.

Projet de stockage d'énergie

Projet de stockage Tonnerre (France – participation de 100 %)

Le projet de stockage Tonnerre est un projet de stockage d'énergie de 9 MWh dans des batteries, situé en Bourgogne-Franche-Comté, France. Le projet utilisera la technologie au lithium-fer-phosphate brevetée par Hydro-Québec et commercialisée par sa filiale EVLO Energy Storage Inc. qui a été choisie comme fournisseur de batteries. Le projet permettra de monétiser son certificat de capacité dans le cadre d'un contrat à prix fixe de 7 ans avec le Réseau de Transport d'Électricité (RTE) (France). La mise en service commerciale est prévue pour la fin 2021.

Projets potentiels

Au 24 février 2021, tous les projets potentiels, qui représentent une puissance installée brute combinée potentielle de 6 875 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 a aucune certitude que l'un ou l'autre des projets potentiels sera réalisé.

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

Actifs incorporels

Les actifs incorporels de la Société se composent principalement de divers CAÉ, permis et licences. La Société a déclaré 919,3 M\$ en actifs incorporels au 31 décembre 2020. 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 2020	374,2	534,7	10,3	919,3

Effets financiers et opérationnels des exigences de protection de l'environnement

La plupart des coûts liés aux exigences relatives à la protection de l'environnement sont engagés par la Société aux phases d'aménagement et de construction d'un projet d'énergie renouvelable. 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 2020, la Société comptait 370 employés. Ce personnel comprend 180 employés affectés aux activités d'exploitation et à l'entretien, 55 employés au développement et à la construction et 135 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 plus de 30 ans, Innergex 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, des parcs solaires et des installations de stockage d'énergie, Innergex ouvre la voie à un monde plus propre et plus sain.

La Société se concentre sur le développement de projets qui créent une valeur à long terme et une croissance durable, tout en préservant l'intégrité des actifs existants. Innergex est fière de la confiance qu'elle a gagnée auprès des communautés où elle exerce ses activités, de ses partenaires et de ses actionnaires et demeure déterminée 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 sa stratégie de développement durable qui assure un équilibre entre les Personnes, notre Planète et la Prospérité (collectivement, les « **Ps** »). La valeur découle de la relation entre ces trois Ps et Innergex demeure convaincue 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

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. Chaque action traduit un engagement ferme à mener les activités de manière responsable, en respectant et en protégeant la santé et la sécurité des employés, des contractants et des 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 reconnaître le *Code de conduite* au moment de leur nomination ou de leur embauche 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 raisonnablement 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 le 13 novembre 2018, vise également à prévenir le harcèlement et l'intimidation sur le lieu de travail et à favoriser un environnement de travail sécuritaire 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 adoptées 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. Le *Code de conduite* établit la norme et fournit des lignes directrices quant aux attentes pour tous les employés, dirigeants, consultants, membres du conseil d'administration et autres personnes qui représentent la Société.

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

La *politique en matière d'environnement, de santé et de sécurité* officialise le respect de la santé, de la sécurité et de l'environnement par la Société qui établit des règles claires pour minimiser l'impact de ses activités sur l'environnement et qui assure les conditions de travail les plus sûres possibles pour ses employés.

L'équipe environnementale d'Innergex conçoit et met 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. Chaque installation d'énergie renouvelable se conforme aux règlements environnementaux nationaux, provinciaux et locaux et l'équipe analyse et évalue continuellement l'impact de ses activités opérationnelles sur l'environnement afin d'améliorer ses procédures et les résultats lorsque cela est permis.

L'équipe de santé et de sécurité est 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. Il est impératif qu'Innergex se conforme 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

Innergex estime que les trois piliers du développement durable - développement économique, développement social et protection de l'environnement - se renforcent mutuellement. 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 de la Société peuvent être consultés en ligne à l'adresse durabilite.innergex.com.

Le conseil d'administration surveille la conformité au *Code de conduite* de la Société et à l'ensemble des 15 politiques d'entreprise au moyen de rapports réguliers de la direction.

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Pour de l'information liée aux risques et incertitudes auxquels la Société est soumise, voir la rubrique intitulée « *Risques et incertitudes* » du rapport de gestion 2020 de la Société.

DIVIDENDES

La déclaration et le paiement de dividendes sur les actions de la Société relèvent de l'entière discrétion du conseil d'administration, lequel décidera si des dividendes devront être payés à l'avenir en fonction de l'ensemble des circonstances pertinentes, notamment la situation financière de la Société au moment pertinent et l'opportunité de conserver des fonds pour financer davantage la croissance de la Société. Comme il a été publiquement annoncé, la Société verse présentement un dividende annuel de 0,72 \$ 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 25 février 2021, le conseil d'administration a révisé la politique en matière de dividendes sur les actions ordinaires de la Société et a maintenu le dividende de 0,72 \$ par action ordinaire. Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique intitulée « *Dividendes* » du rapport de gestion 2020 de la Société.

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 2018, décembre 2019 et décembre 2020.

TYPE DE TITRES	31 DÉCEMBRE 2020		31 DÉCEMBRE 2019		31 DÉCEMBRE 2018	
	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	125,5	0,72	95,0	0,70	90,2	0,68
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 sur la politique en matière de dividendes de la Société et la possibilité que la société ne déclare ni ne verse de dividendes, voir la rubrique intitulée « *Risques et incertitudes* » du rapport de gestion 2020 de la Société.

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

DESCRIPTION GÉNÉRALE DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Le capital-actions autorisé de la Société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries. Au 24 février 2021, 174 692 091 actions ordinaires, 3 400 000 actions série A, 2 000 000 d'actions série C, des débetures convertibles 4,75 % d'un capital de 148,0 M\$ et des débetures convertibles 4,65 % d'un capital de 142,1 M\$ étaient émises et en circulation.

À la date des présente, 1,9 M\$ des débetures convertibles 4,75% ont été converties en 98 850 actions ordinaires et 1,6 M\$ des débetures convertibles 4,65% ont été converties en 73 969 actions ordinaires.

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. 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 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 30e jour avant le premier jour de cette période à taux fixe subséquente, majoré de 2,79 %. Le dividende applicable à la période de cinq ans qui a commencé le 15 janvier 2016 et s'est terminée le 15 janvier 2021, exclusivement, était de 0,902 \$ par action série A par année. Le dividende applicable à la période de cinq ans qui a commencé le 15 janvier 2021 et se terminera le 15 janvier 2026, exclusivement, sera de 0,811 \$ par action série A par année.

Chaque porteur d'actions série A avait le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions série A en actions série B à raison d'une action série B par action série A convertie, sous réserve de certaines conditions, depuis le 15 janvier 2016, et aura le droit, à son gré, d'effectuer cette conversion le 15 janvier tous les cinq ans par la suite (la « **date de conversion série A** »). Les porteurs d'actions série B ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable, lorsque le conseil d'administration en déclare, payables trimestriellement le 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année, d'un montant annuel par action série B établi conformément à la formule indiquée dans le prospectus relatif aux actions série A. Au 15 janvier 2021, aucune action série A n'a été convertie en action série B.

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. 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 et est donné entièrement sous réserve de celles-ci.

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

Les actions série C 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 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 débentures convertibles 4,75 % peuvent être rachetées, en totalité ou en partie, au gré de la Société, moyennant un préavis d'au plus 60 jours et d'au moins 30 jours, à un prix correspondant à leur capital majoré de l'intérêt couru et impayé. Sous réserve de l'obtention de l'approbation des autorités de réglementation et de l'absence de quelque cas de défaut (au sens défini dans l'acte de fiducie relatif aux débentures convertibles 4,75 %), la Société peut, à son gré, choisir de régler son obligation de payer le capital des débentures convertibles 4,75 % au rachat ou à l'échéance, en totalité ou en partie, par l'émission d'actions ordinaires librement négociables, moyennant un préavis d'au moins 40 jours et d'au plus 60 jours, en livrant le nombre d'actions ordinaires correspondant au quotient obtenu de la division du capital des débentures convertibles 4,75 % à racheter ou échues par 95 % du cours du marché en vigueur 4,75 %. L'intérêt couru et impayé sera versé au comptant.

Débentures convertibles 4,65 %

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

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

La date d'échéance des débentures convertibles 4,65 % est le 31 octobre 2026 (la « **date d'échéance 4,65 %** »). Les débentures 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 débentures convertibles 4,65 %, soit le prix de conversion 4,65%.

À compter du 31 octobre 2022 jusqu'au 31 octobre 2024, exclusivement, les débentures 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 débentures 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 débentures convertibles 4,65 %), la Société peut, à son gré, choisir de régler son obligation de payer le capital des débentures 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 débentures 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 DE CRÉDIT

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 S&P et Fitch au 24 février 2021.

	S&P	FITCH
Innergex énergie renouvelable inc.	BB+	BBB-
Actions série A	B+/P-4 (élevé)	BB
Actions série C	B+/P-4 (élevé)	BB

S&P

Le 16 décembre 2020, S&P a abaissé la notation de la Société de BBB- à BB+ avec une perspective de notation stable. Une notation du crédit d'un émetteur par S&P constitue une opinion prospective quant à la capacité financière générale d'un débiteur (sa solvabilité) à rembourser ses obligations financières. Cette opinion se concentre sur la capacité du débiteur à respecter ses engagements financiers à leur échéance. Les notes attribuées par S&P à l'égard des titres d'emprunt à long terme vont de la plus haute, soit AAA, à la plus faible, soit CC. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout d'un signe (+) ou (-) indiquant la position relative à l'intérieur des catégories principales. D'après le système de notation de S&P, un débiteur auquel la notation BB+ a été attribuée correspond à la cinquième note plus élevée parmi 11 catégories. Bien qu'il soit moins vulnérable que d'autres émetteurs spéculatifs, un débiteur ayant reçu une note BB est considéré comme présentant un certain degré de caractéristiques spéculatives. Lorsqu'elles sont confrontées à des incertitudes ou à des défis en raison de la conjoncture commerciale, financière ou économique, les entités ayant reçu une note BB peuvent à leur tour avoir des difficultés à respecter leurs 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).

À la même date, S&P a aussi abaissé la notation attribuée aux actions série A et aux actions série C de P-3 à P-4 (élevé). Cette note est la douzième plus élevée parmi vingt catégories utilisées par S&P dans son échelle de notation des actions privilégiées canadiennes (la première note étant la plus élevée et la vingtième la plus basse). Une note P-4 (élevé) correspond à la note B+ sur l'échelle globale de notation des actions privilégiées. Il est considéré que les débiteurs ayant reçu une note BB, B, CCC et CC présentent des caractéristiques spéculatives importantes, la note BB indiquant le plus faible niveau de spéculation et la note CC, le plus élevé. Bien que ces débiteurs présentent vraisemblablement une certaine qualité et des caractéristiques de protection, celles-ci peuvent être contrebalancées par des incertitudes importantes ou une exposition considérable à une conjoncture défavorable. Un débiteur ayant reçu la note B est moins vulnérable à court terme que d'autres débiteurs ayant reçu une note plus faible. Toutefois, il est exposé à d'importantes incertitudes continues et à une conjoncture commerciale, financière ou économique défavorable qui pourraient l'empêcher de remplir adéquatement ses engagements financiers.

Fitch

Le 1^{er} décembre 2020, Fitch a émis sa première notation de crédit pour la Société. Elle lui a attribué une note de défaut d'émetteur initiale de BBB- avec une perspective de notation stable. Fitch a également attribué une note de BB aux actions série A et aux actions série C. Les actions série A et série C bénéficient d'un crédit de 50% en raison de la nature cumulative des dividendes et de la nature perpétuelle des actions privilégiées. Fitch calcule les mesures de crédit de la Société sur une base déconsolidée, car ses actifs d'exploitation sont en grande partie financés par la dette sans recours du projet détenue par les filiales du projet.

Les notations de crédit de Fitch se situent sur une échelle de dette à long terme qui va de AAA à D, représentant la fourchette de la plus haute à la plus basse qualité de ces titres notés. La note BBB- obtenue par Fitch pour la Société est la quatrième plus élevée des dix catégories de notation disponibles et indique que l'émetteur dispose d'une capacité suffisante pour faire face à ses engagements financiers. La notation BB de Fitch pour les actions série A et série C est caractérisée par un risque de défaut élevé, mais il existe une flexibilité commerciale ou financière qui permet d'assurer le service des engagements financiers. La notation BB de Fitch est la cinquième plus élevée des dix catégories de notation offertes. L'ajout d'une désignation (+) ou (-) après une notation indique la position relative au sein d'une catégorie. Dans chaque cas, cependant, des conditions économiques défavorables ou des changements de circonstances sont plus susceptibles d'affaiblir la capacité du débiteur à respecter ses engagements financiers sur l'obligation. Une notation Fitch est une opinion sur la solvabilité d'un titre. Un avis et un rapport de Fitch sont basés sur des critères et des méthodologies qui évoluent et sont mis à jour continuellement.

La Société a payé des frais de service applicables à S&P et à Fitch 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 et par Fitch dans la dernière année.

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 débiteures convertibles 4,75 % et les débiteures 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.

Période	ACTIONS ORDINAIRES			ACTIONS SÉRIES A			ACTIONS SÉRIES C		
	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2020	18,99 \$	16,59 \$	312 696	15,92 \$	14,33 \$	4 349	23,72 \$	22,90 \$	984
Février 2020	22,28 \$	18,75 \$	619 011	16,97 \$	14,89 \$	7 412	24,90 \$	23,55 \$	1 189
Mars 2020	21,40 \$	13,97 \$	842 732	12,40 \$	11,00 \$	2 425	23,02 \$	22,00 \$	5 400
Avril 2020	20,13 \$	17,56 \$	431 805	13,21 \$	10,35 \$	2 495	24,00 \$	22,50 \$	3 718
Mai 2020	19,38 \$	17,59 \$	320 998	13,23 \$	12,40 \$	4 432	24,35 \$	22,99 \$	2 283
Juin 2020	20,16 \$	18,18 \$	401 084	13,50 \$	12,63 \$	3 257	24,35 \$	23,25 \$	673
Juillet 2020	23,08 \$	18,96 \$	371 467	13,24 \$	12,55 \$	2 945	24,15 \$	23,20 \$	216
Août 2020	23,42 \$	22,06 \$	294 470	13,60 \$	13,15 \$	1 151	24,15 \$	23,61 \$	374
Septembre 2020	24,19 \$	21,59 \$	425 401	13,80 \$	13,26 \$	1 971	24,34 \$	23,77 \$	250
Octobre 2020	26,60 \$	23,80 \$	467 030	13,89 \$	13,27 \$	3 992	24,99 \$	23,81 \$	427
Novembre 2020	27,04 \$	22,62 \$	517 297	14,78 \$	13,65 \$	1 775	25,35 \$	24,75 \$	344
Décembre 2020	27,63 \$	24,51 \$	488 946	15,34 \$	14,46 \$	6 039	25,50 \$	25,04 \$	379
Janvier 2021	32,48 \$	27,41 \$	733 190	16,76 \$	14,60 \$	7 062	25,30 \$	24,85 \$	2 782
1 février au 24 février 2021	29,81 \$	24,07 \$	713 769	16,43 \$	15,99 \$	1 784	25,40 \$	24,99 \$	642

Période	DÉBENTURES CONVERTIBLES 4,75%			DÉBENTURES CONVERTIBLES 4,65%		
	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen	Cours le plus élevé	Cours le plus bas	Volume quotidien moyen
Janvier 2020	110,00 \$	104,67 \$	1 011	105,75 \$	101,50 \$	1 566
Février 2020	118,12 \$	108,16 \$	4 934	112,00 \$	104,97 \$	4 731
Mars 2020	106,50 \$	100,00 \$	830	101,38 \$	97,51 \$	4 560
Avril 2020	107,00 \$	99,50 \$	1 070	104,25 \$	96,50 \$	2 446
Mai 2020	108,75 \$	102,50 \$	240	104,00 \$	100,05 \$	887
Juin 2020	109,75 \$	104,42 \$	284	105,99 \$	102,00 \$	366
Juillet 2020	121,27 \$	106,58 \$	3 569	114,25 \$	103,00 \$	1 508
Août 2020	122,50 \$	118,00 \$	1 489	115,05 \$	110,00 \$	658
Septembre 2020	125,57 \$	117,52 \$	2 112	116,26 \$	111,00 \$	732
Octobre 2020	135,53 \$	123,00 \$	3 398	124,13 \$	115,00 \$	3 000
Novembre 2020	136,00 \$	120,30 \$	954	124,00 \$	113,76 \$	647
Décembre 2020	140,00 \$	128,00 \$	1 046	128,00 \$	120,00 \$	555
Janvier 2021	162,50 \$	143,52 \$	1 337	145,50 \$	128,41 \$	3 223
1 février au 24 février 2021	150,00 \$	126,14 \$	2 221	137,95 \$	119,05 \$	2 631

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 ¹⁾ Québec, Canada	2010	Président du conseil	Président, Huis Clos Ltée, consultants en gestion d'entreprise et conseillers en conflits et litiges
Daniel Lafrance ¹⁾ 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
Pierre G. Brodeur Québec, Canada	2020	Membre du comité d'audit	Depuis juin 2018, a agi à titre de consultant d'affaires principal et administrateur de sociétés et a pris sa retraite en qualité d'associé de Deloitte S.E.N.C.R.L., s.r.l. en mai 2018, après y avoir travaillé pendant 40 ans
Nathalie Francisci Québec, Canada	2017	Membre du comité de gouvernance d'entreprise Membre du comité des ressources humaines	Depuis février 2021, agit à titre de conseillère stratégique chez Optimum Talent-Gallagher. A été associée, Gouvernance & Diversité pour la firme de recherche de cadres internationale Odgers Berndtson d'octobre 2013 à janvier 2021
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 et Pomerleau Inc. De janvier 2015 à septembre 2015, conseiller principal (consultant) chez PricewaterhouseCoopers Canada
Monique Mercier Québec, 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.
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 ¹⁾ Québec, Canada	2018	Chef de la direction financière
Jean Trudel , MBA Québec, Canada	2003	Chef de la direction des investissements et du développement
Yves Baribeault , LL.B., MBA Québec, Canada	2015	Vice-président principal – Affaires juridiques et secrétaire
Renaud De Batz De Trenquelléon , P.Geo., M.Sc., MBA Santiago, Chili	2005	Vice-président principal – Amérique latine
Peter Grover , Ing. Québec, Canada	2005	Vice-président principal – Opérations
Jay Sutton , P. Eng Colombie-Britannique, Canada	2018	Vice-président principal – Construction et ingénierie
Alexandra Boislard-Pépin , MBA ¹⁾ Québec, Canada	2020	Vice-présidente - Ressources humaines
Colleen Giroux-Schmidt Colombie-Britannique, Canada	2018	Vice-présidente – Relations d'entreprise
Matthew Kennedy , M.Sc., R.P.Bio. Colombie-Britannique, Canada	2011	Vice-président – Environnement

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 et Alexandra Boislard-Pépin qui a été vice-présidente – Talent et culture et a occupé différents autres postes chez Aimia Inc. d'octobre 2017 à mars 2020, Directrice générale – Rémunération globale et systèmes chez Pages Jaunes de juillet 2016 à octobre 2017 et Directrice, Avantages sociaux et mobilité internationale chez Pratt & Whitney Canada (Aérospatiale) de septembre 2012 à juillet 2016.

ACTIONNARIAT DES ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Au 24 février 2021, les administrateurs et membres de la haute direction de la Société, en tant que groupe, sont propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 9 773 227 actions ordinaires, soit 5,59 % 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 2020, 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, 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 appelants. 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. Le 9 février 2021, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a rejeté la demande de contrôle judiciaire présentée par le Comptroller of Water Rights. Normalement, une partie dispose d'un délai de 30 jours à compter du prononcé de l'ordonnance d'un juge pour interjeter appel devant la Cour d'appel de la Colombie-Britannique. Toutefois, le gouvernement de la Colombie-Britannique a suspendu les dates limites et les délais de prescription par suite de la Covid-19. Cette suspension des délais de prescription comprend la date limite d'appel prévue par la loi *Court of Appeal Act* (Colombie-Britannique).

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 (45,5 M\$ CA) 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 le 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 CAÉ 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 renégocie actuellement les CAÉ relatifs aux centrales de Ste-Marguerite, de Montmagny et de Portneuf. 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

En date du 15 septembre 2020, l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de la Société est la Société de fiducie Computershare du Canada pour les actions ordinaires, les actions série A, les actions série B, les actions série C et les débetures convertibles 4,75%. Société de fiducie AST (Canada) continue d'être l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les débetures convertibles 4,65 % à ses bureaux de Toronto et de Montréal.

CONTRATS IMPORTANTS

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.

Au cours 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.

Depuis le début de l'exercice 2021, la Société n'a pas conclu de contrats importants.

Tous ces contrats importants peuvent être consultés sur le site Internet de SEDAR à l'adresse 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 Pierre G. Brodeur, 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.

Pierre G. Brodeur - Pierre G. Brodeur a agi principalement à titre de conseiller d'affaires principal et administrateur de sociétés depuis juin 2018. M. Brodeur a pris sa retraite en tant qu'associé chez Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. en mai 2018 après y avoir travaillé pendant 40 ans. M. Brodeur était associé en audit au service de grandes sociétés publiques. Il détient un baccalauréat en administration des affaires (B.A.A.) de l'École des Hautes Études Commerciales (HEC Montréal) et il a réussi les examens d'accréditation de comptable professionnel agréé (CPA) et est membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Il est également membre du conseil d'administration de l'Ordre des Comptables Professionnels Agréés du Québec (OCPAQ) et membre des comités de direction, de gouvernance et d'audit, et président du conseil d'administration de Moisson Montréal, la plus grande banque alimentaire du Canada.

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.

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 États-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. À l'heure actuelle, Ouma Sananikone siège au conseil d'administration de Macquarie Infrastructure Corporation, un émetteur assujéti inscrit à la cote du New York Stock Exchange et est présidente de son comité de rémunération et membre des comités d'audit et de gouvernance et des candidatures.

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 2020 et le 31 décembre 2019 sont présentés ci-après.

HONORAIRES ¹⁾	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2020	EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2019
Honoraires d'audit	1 638 240 \$	1 706 250 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	399 642 \$	143 088 \$
Honoraires pour services fiscaux	284 718 \$	848 949 \$
Tous les autres honoraires	1 181 521 \$	48 425 \$
Total des honoraires :	3 504 151 \$	2 746 712 \$

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 2020, sans tenir compte de la participation proportionnelle de la Société dans ses coentreprises, s'est établi à 3 504 151 \$. De ce montant, [*] \$ d'honoraires pour services fiscaux étaient pour des services de conformité et [*] \$ pour des services de consultations fiscales.

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** ».

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.

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.

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^e étage, Longueuil (Québec) J4K 0B9 ou par courriel à l'adresse 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 Foard City** » 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 Boulder Creek** » La centrale hydroélectrique de 23,3 MW située 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 Duquero** » 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 Jimmie Creek** » La centrale hydroélectrique de 62 MW située dans la vallée de Toba au nord de Vancouver, Colombie-Britannique.

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

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

« **centrale Maggie** » 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 située 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 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 hydroélectriques de 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 % ».

« **Covid-19** » Une maladie infectieuse causée par un coronavirus nouvellement découvert.

« **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 ».

« **Fitch** » Fitch Ratings, Inc. ou tout successeur à son entreprise d'agence de notation.

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

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

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

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

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

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

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

« **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 ».

« **offre de 2020** » A la signification qui lui est attribuée à la rubrique « Développement général de l'activité – Sommaire des trois derniers exercices – Exercice 2020 ».

« **OPG** » Ontario Power Generation.

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

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

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

« **parc éolien Cold Spring** » Le parc éolien de 23 MW situé dans le comté Elmore, Idaho, États-Unis.

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

« **parc éolien Desert Meadow** » Le parc éolien de 23 MW situé dans le comté Elmore, Idaho, États-Unis.

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

« **parc éolien Foard City** » Le parc d'un parc éolien de 350,3 MW situé dans le comté de Foard 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 Hammett Hill** » Le parc éolien de 23 MW situé dans le comté Elmore, Idaho, États-Unis.

« **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 Mainline** » Le parc éolien de 23 MW situé dans le comté d'Elmore, Idaho, États-Unis.

« **parc éolien Mesgi'g Ugnu'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 Ryegrass** » Le parc éolien de 23 MW situé dans le comté Elmore, Idaho, États-Unis.

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

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

« **parc éolien Two Ponds** » Le parc éolien de 23 MW situé dans le comté Elmore, Idaho, États-Unis.

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

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

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

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

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

« **parc solaire Phoebe** » Le parc solaire photovoltaïque de 250 MW situé au Texas, États-Unis.

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

« **parc solaire Salvador** » Le parc solaire de 68 MW situé dans le désert Atacama près de El Salvador dans la région d'Atacama au Chili.

« **parc solaire Spartan** » Le parc solaire de 11 MW situé au Michigan 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 derniers 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 derniers 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 éolien Griffin Trail** » Un projet de 225 MW situé dans les comtés de Knox et Baylor, Texas.

« **projet éolien Yonne II** » Un projet de 6,9 MW et une extension du parc éolien Yonne situé en Bourgogne-Franche-Comté, France.

« **projet de stockage Tonnerre** » Un projet d'une capacité de stockage dans des batteries de 9 MWh situé en Bourgogne-Franche-Comté, France.

« **projet hydroélectrique Frontera** » Le projet hydroélectrique de 109 MW situé près du fleuve Biobío, 500 km au sud de Santiago, Chili.

« **projet hydroélectrique Innalik** » Le projet hydroélectrique de 7,5 MW situé près d'Inukjuak, dans le Nord du Québec.

« **projet solaire Barbers Point** » Le projet solaire de 15 MW d'énergie solaire et de 60 MWh de stockage dans des batteries situé sur l'île d'Oahu.

« **projet solaire Hale Kuawehi** » Le projet solaire de 30 MW d'énergie solaire et de 120 MWh de stockage par batteries situé sur l'île de Hawaïi.

« **projet solaire Hillcrest** » Le projet solaire de 200 MW situé dans le comté de Brown, Ohio.

« **projet solaire Kahana** » Le projet solaire de 20 MW et de 80 MWh de stockage dans des batteries situé sur l'île de Maui.

« **projet solaire Paeahu** » Le projet solaire de 15 MW d'énergie solaire et de 120 MWh de stockage par batteries situé sur l'île de Maui.

« **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 ».

« **rapport de gestion 2020** » Le rapport de gestion de la Société daté du 26 février 2021 pour l'exercice terminé le 31 décembre 2020 qui est intégré au présent document par renvoi et déposé sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com;

« **renouvellement du 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 ».

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

« **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 derniers exercices – Exercice 2019 ».

« **TSX** » La Bourse de Toronto.

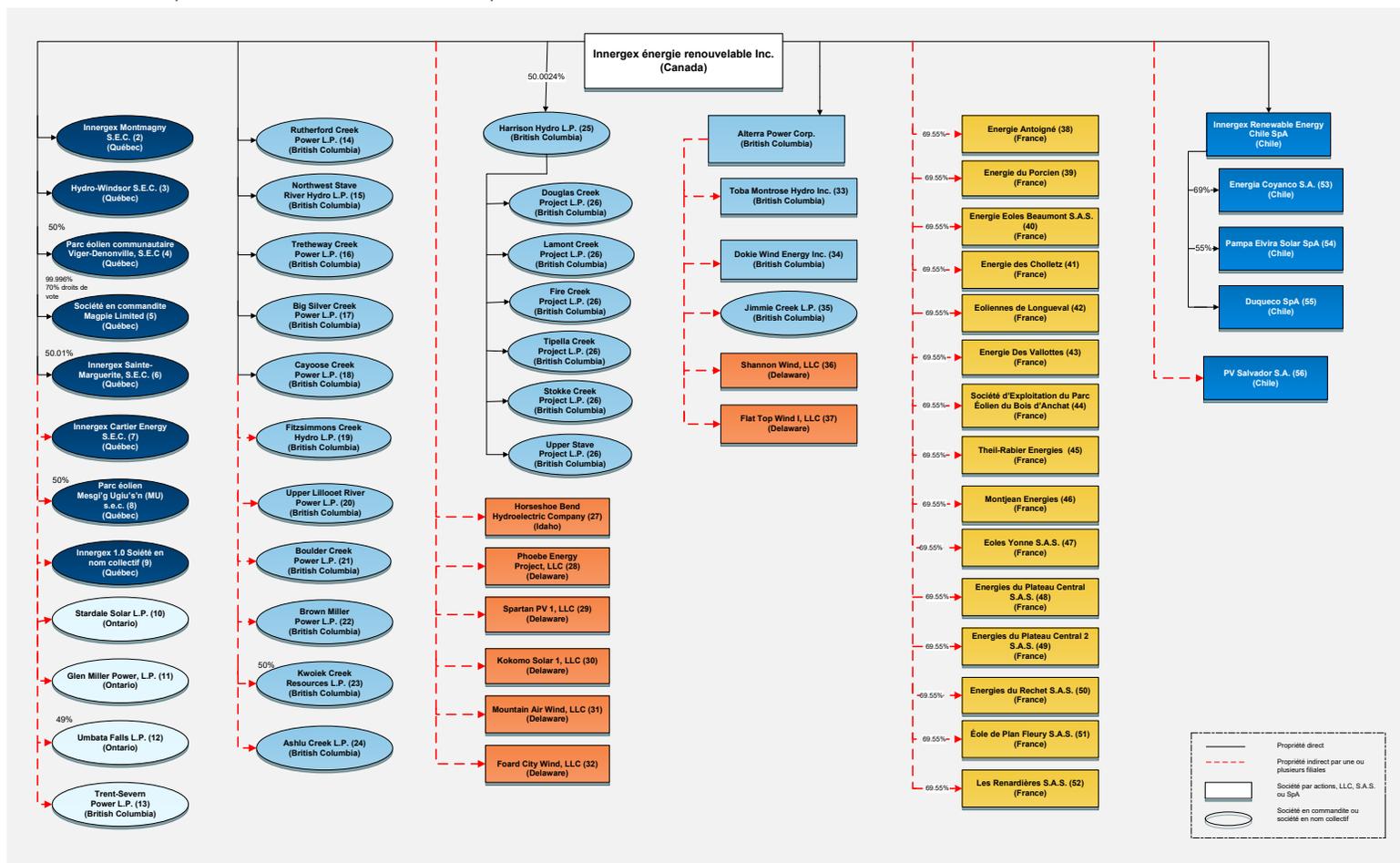
« **TWh** » 1 000 gigawatts par heure ou 1 000 000 de mégawatts par heure.

« **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 importantes¹⁾, 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) Innergex Cartier Énergie S.E.C. détient 100 % des parcs éoliens L'Anse-à-Valleau, Carleton, Gros-Morne et Montagne Sèche.
- 8) Parc éolien Mesgi'g Uguju's'n (MU), S.E.C. est propriétaire du parc éolien Mesgi'g Uguju's'n (MU) et son commandité est Parc éolien Mesgi'g Uguju's'n (MU) Inc., qui appartient à 50 % à Innergex.
- 9) Innergex 1.0 Société en nom collectif est propriétaire des centrales St-Paulin, Chaudière et Portneuf et du parc éolien Baie-des-Sables.
- 10) Stardale Solar LP est propriétaire du parc solaire Stardale.
- 11) Glen Miller Power, LP est propriétaire de la centrale Glen Miller.
- 12) Umbata Falls L.P. est propriétaire de la centrale Umbata Falls et son commandité est Begetekong Power Corporation, qui appartient à 49 % à Innergex.
- 13) Trent-Severn Power, L.P. est propriétaire de la centrale Batawa.
- 14) Rutherford Creek Power L.P. est propriétaire de la centrale Rutherford Creek.
- 15) Northwest Stave River Hydro Limited Partnership est propriétaire de la centrale Northwest Stave River.
- 16) Tretheway Creek Power Limited Partnership est propriétaire de la centrale Tretheway Creek.
- 17) Big Silver Creek Power Limited Partnership est propriétaire de la centrale Big Silver Creek.
- 18) 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.
- 19) Fitzsimmons Creek Hydro L.P. est propriétaire de la centrale Fitzsimmons Creek.
- 20) Upper Lillooet River Power Limited Partnership est propriétaire de la centrale Upper Lillooet River.
- 21) Boulder Creek Power Limited Partnership est propriétaire de la centrale Boulder Creek.
- 22) Brown Miller Power Limited Partnership est propriétaire des centrales Brown Lake et Miller Creek.
- 23) 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.
- 24) Ashlu Creek Investments L.P. est propriétaire de la centrale Ashlu Creek.
- 25) 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.
- 26) 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.
- 27) Innergex USA, Inc. détient à 100 % la centrale Horseshoe Bend.
- 28) Phoebe Energy Project, LLC détient 100 % du projet solaire Phoebe.
- 29) Spartan PV 1, LLC détient à 100 % le parc solaire Spartan, dont la Société détient une participation commanditaire de 100 %.
- 30) Kokomo Solar 1, LLC détient à 100 % le parc solaire Kokomo, dont la Société détient une participation commanditaire de 90 %.
- 31) Mountain Air Wind, LLC détient à 100 % les parcs éoliens Cold Springs, Desert Meadow, Hammett Hill, Mainline, Ryegrass and Two Ponds.
- 32) Foard City Wind, LLC détient 100% du parc solaire Foard City.
- 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) La Société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie Antoigné S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Antoigné.
- 39) La Société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie du Porcien S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Porcien.
- 40) La Société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie Éoles Beaumont S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Beaumont.
- 41) La Société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie des Cholletz S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Cholletz.
- 42) La Société est propriétaire de 69,55 % d'Éoliennes de Longueval S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Longueval.
- 43) La Société est propriétaire de 69,55 % d'Énergie des Valottes S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Vallottes.
- 44) 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.
- 45) La Société est propriétaire de 69,55 % de Theil-Rabier Énergies S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Theil-Rabier.
- 46) La Société est propriétaire de 69,55 % de Montjean Énergies S.A.S., qui est propriétaire du parc éolien Montjean.
- 47) La Société est propriétaire de 69,55 % de Éoles Yonne S.A.S., est propriétaire du parc éolien Yonne.
- 48) La Société est propriétaire de 69,55 % d'Énergies du Plateau Central S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Rougemont-1.
- 49) La Société est propriétaire de 69,55 % d'Énergies du Plateau Central 2 S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Rougemont-2.
- 50) La Société est propriétaire de 69,55 % d'Énergies du Rechet S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Vaite.
- 51) La Société est propriétaire de 69,55 % d'Éoles de Plan Fleury S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Plan Fleury.
- 52) La Société est propriétaire de 69,55 % de Les Renardières S.A.S. qui est propriétaire du parc éolien Les Renardières.
- 53) Energia Coyanco S.A. détient à 100 % la centrale Guayacán.
- 54) Pampa Elvira Solar SpA détient à 100 % le parc solaire Pampa Elvira.
- 55) Duquenco SpA détient à 100 % les centrales Mampil et Peuchén.
- 56) PV Salvador S.A. détient à 100 % le parc solaire Salvador.

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.

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

Nous créons un monde meilleur
grâce à l'énergie renouvelable.

innergex.com

