INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

RAPPORT ANNUEL

au 31 décembre 2019

Message aux actionnaires	Rapport de gestion	Responsabilité de l'information financière	Rapport de l'auditeur indépendant	États financiers consolidés	Notes complémentaires aux états financiers consolidés
08	10	92	93	98	104

CRÉER UN MONDE MEILLEUR GRÂCE À **L'ÉNERGIE RENOUVELABLE**

Il y a déjà 30 ans qu'Innergex croit en un monde où l'énergie renouvelable abondante favorise des communautés plus saines et encourage le partage de la prospérité. En tant que producteur indépendant d'énergie renouvelable qui développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des parcs solaires, Innergex croit fermement que la production d'énergie à partir de sources renouvelables ouvrira la voie à un monde meilleur.

30 ans d'accomplissements

Nous continuons à générer de la valeur pour nos employés, actionnaires, partenaires et communautés hôtes aujourd'hui afin de contribuer à un monde plus durable pour les générations futures. Nous avons toujours à cœur de soutenir une croissance durable qui crée un rapport équilibré entre les personnes, notre planète et la prospérité. Innergex génère de l'énergie renouvelable au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili.

Les actions de la Société sont inscrites à la Bourse de Toronto sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C, et ses débentures convertibles sont inscrites sous les symboles INE.DB.B et INE.DB.C.

100%
ÉNERGIE RENOUVELABLE

4 pays où nous exerçons nos activités
Canada, États-Unis, France et Chili

5 bureaux dans le monde
Longueuil et Vancouver au Canada, San Diego aux États-Unis, Lyon en France et Santiago au Chili

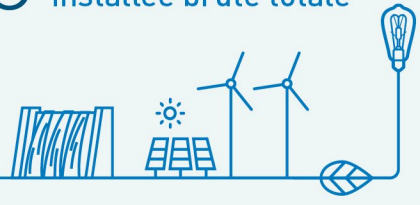
25 projets construits

43 projets acquis

68 installations en exploitation dans notre portefeuille d'actifs

410 employés[1]

3 488 MW de puissance installée brute totale



[1] Incluant les employés d'Energía Llaima

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

- La production s'est établie à 96 % de la production moyenne à long terme (« PMLT ») pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.
- Les produits ont augmenté de 16 % pour s'établir à 557,0 M$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 16 % pour s'établir à 409,2 M$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, ce qui correspond à une marge du BAIIA ajusté de 73,5 %.
- Le BAIIA ajusté proportionnel a augmenté de 21 % pour s'établir à 516,8 M$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.
- Le parc éolien Foard City a été complètement mis en service le 27 septembre 2019 et le parc solaire Phoebe, le 19 novembre 2019.
- Le 28 novembre 2019, un contrat d'achat d'électricité à long terme a été conclu pour le projet solaire Hillcrest en Ohio, aux États-Unis.
- Le 6 février 2020, Innergex et Hydro-Québec ont annoncé un placement privé d'une valeur de 661 M$ et une alliance stratégique.

	Exercices clos les 31 décembre[1]		
	2019	2018	2017
RÉSULTATS D'EXPLOITATION			
Production (MWh)	6 509 622	5 086 497	4 394 210
Produits	557 042	481 418	400 263
BAIIA ajusté[2]	409 175	352 179	298 728
Marge du BAIIA ajusté[2]	73,5 %	73,2 %	74,6 %
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies	(53 026)	26 215	19 136
(Perte nette) bénéfice net	(31 211)	25 718	19 136
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies[2]	(25 817)	13 963	15 662
PROPORTIONNEL			
Production proportionnelle (MWh)[2]	8 021 758	6 361 733	4 497 943
Produits proportionnels[2]	660 941	564 686	411 468
BAIIA ajusté proportionnel[2]	516 819	428 684	308 343
ACTIONS ORDINAIRES			
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	95 046	90 215	71 621
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	134 658	130 030	108 427
FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	240 065	209 390	192 451
Flux de trésorerie disponibles[2, 3]	93 311	105 124	87 207
Ratio de distribution[2, 3]	102 %	86 %	82 %
Ratio de distribution ajusté[2, 3]	88 %	66 %	64 %

	Aux 31 décembre		
	2019	2018	2017
SITUATION FINANCIÈRE			
Total de l'actif	6 372 104	6 516 158	4 190 456
Total du passif	5 756 778	5 574 121	3 737 194
Participations ne donnant pas le contrôle	10 942	312 776	14 920
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	604 384	629 261	438 342

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.
2. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies, la production proportionnelle, les produits proportionnels, le BAIIA ajusté proportionnel, les flux de trésorerie disponibles, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production proportionnelle est un indicateur de rendement important utilisé par la Société, qui ne peut pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
3. Pour plus d'information sur le calcul et une explication, se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution ».

CRÉER UN MONDE MEILLEUR QUI ASSURE UN RAPPORT ÉQUILIBRÉ ENTRE LES PERSONNES, NOTRE PLANÈTE ET LA PROSPÉRITÉ

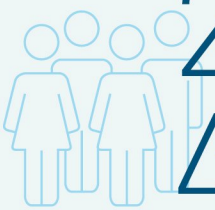
La philosophie qui guide nos actions repose sur une croissance durable qui assure un rapport équilibré entre les personnes, notre planète et la prospérité. En exploitant l'énergie des rayons du soleil, le débit naturel de l'eau et le mouvement de l'air, nous continuons d'orienter nos actions à combattre les changements climatiques afin de bâtir un avenir plus vert.

La valeur que nous générons provient du rapport équilibré entre ces trois croyances, et nous demeurons convaincus que c'est en faisant des énergies renouvelables notre priorité, tout en assurant l'équilibre entre les trois P, que nous ouvrons la voie à un monde meilleur pour les générations à venir.

LES PERSONNES
Une passion pour changer les choses

Notre équipe diversifiée et toujours en croissance attire des personnes compétentes et passionnées qui partagent cet engagement à créer un monde meilleur. Ensemble, nous accomplissons notre mission en cultivant les opportunités, en contribuant avec intégrité et en vivant notre passion. Non seulement nos employés ont permis à Innergex de devenir l'un des plus importants producteurs indépendants d'énergie renouvelable au Canada, ils nous ont aussi permis d'en devenir un joueur à l'échelle mondiale.

Nous nous investissons pour assurer l'égalité des chances dans notre milieu de travail, et sommes très fiers de compter



26 % DE FEMMES parmi les membres de la direction et

46 % DE FEMMES parmi les autres postes de gestion

Nous avons été l'un des signataires de la **CAMPAGNE** PARITÉ D'ICI 30 qui promeut l'équité salariale, la parité au sein des échelons supérieurs et l'égalité des chances d'ici 2030 pour les femmes œuvrant dans le secteur des énergies propres

La rémunération de nos employés est juste et concurrentielle, et

38 MILLIONS $ ont été payés en salaires et avantages sociaux en 2019

Nous avons mené un premier **sondage des employés** d'Innergex qui s'adressait aux employés à temps plein permanents et à contrat d'une durée déterminée avec

UN TAUX DE **RÉPONSE DE 84%**

LA PLANÈTE
L'énergie renouvelable pour un avenir plus vert

Nous avons compris dès nos tout débuts que nous avions la responsabilité et l'occasion de bâtir un monde meilleur pour les générations à venir. En produisant exclusivement de l'énergie renouvelable, Innergex a conservé sa position enviable qui lui permet de mener la transition vers une économie carboneutre et est plus que jamais optimiste quant à toutes les possibilités appelées à se présenter dans le futur. Nos projets de développement sont menés en harmonie avec l'environnement afin d'exploiter l'énergie qui servira de moteur à un monde meilleur.

Durant leur exploitation, aucune quantité importante de gaz à effet de serre (GES) n'est émise par les installations d'Innergex, et l'électricité qu'elles produisent réduit également les émissions de GES.

En 2019, les émissions de GES compensées par l'énergie propre et renouvelable produite par Innergex étaient d'environ

5 670 558

TONNES MÉTRIQUES DE CO_2

ce qui équivaut à retirer 1 203 940 véhicules à essence de nos routes[1]

Notre mission est de créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable.

En 2019, nous avons alimenté l'équivalent de

850 359

FOYERS

avec de l'énergie propre et renouvelable[2]

Notre équipe environnementale gère la santé écologique de

329 366

MÈTRES CARRÉS

(ce qui équivaut à 61 terrains de football) d'habitat aquatique, créés pour compenser les impacts temporaires de nos activités de construction et ceux à long terme qui pourraient découler de l'exploitation

Nous avons éliminé les bouteilles d'eau fournies aux employés de

TOUS

NOS BUREAUX

et les avons remplacées par des refroidisseurs sans bouteille qui leur fournissent une eau pétillante et plate, filtrée directement du robinet

[1] Basé sur la production proportionnelle 2019 d'Innergex, soit 8 021 758 MWh et calculé selon https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator.
[2] Basé sur la production proportionnelle 2019 d'Innergex dans chaque pays où nous sommes en activité, divisé par la consommation locale moyenne des foyers, avec des données provenant du Conseil mondial de l'énergie (2014).

LA PROSPÉRITÉ
Générer de la richesse par une croissance stratégique

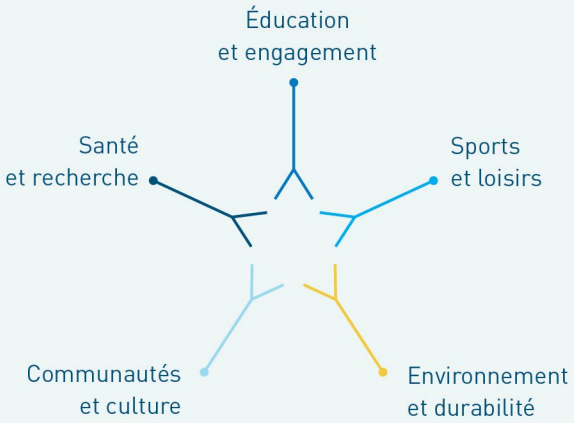
Notre priorité va au développement de projets qui créent une valeur à long terme et contribuent à la croissance durable d'Innergex tout en préservant l'intégrité de nos actifs actuels. Nous sommes fiers de la confiance que nous ont témoignée les communautés dans lesquelles nous œuvrons ainsi que nos partenaires et nos actionnaires, et nous continuerons à assurer une valeur à long terme par le biais d'occasions d'investissement stratégiques et innovantes. Chez Innergex, notre prospérité engendre des retombées économiques et crée des perspectives de développement économique durable et des emplois de qualité.

En 2019, notre programme de commandites et de dons

A PROFITÉ À

174

ORGANISATIONS



1 229 188

HEURES-PERSONNES

travaillées sur deux projets en construction en 2019

En 2019, Innergex a déclaré plus de

95 MILLIONS $

EN DIVIDENDES

sur ses actions ordinaires

En 2019, nous avons ajouté

600

MW (bruts)

d'énergie renouvelable

à notre portefeuille en croissance

Nous avons entamé la construction du **projet hydroélectrique Innavik** d'une valeur de 125 millions $, un

PARTENARIAT À

50-50

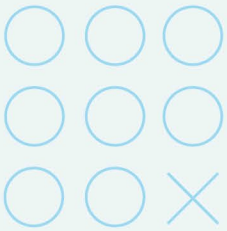
avec la communauté inuite d'Inukjuak assorti d'un CAÉ d'une durée de 40 ans

Une gouvernance aux racines éthiques profondes, **MENÉE PAR DES GENS EXPÉRIMENTÉS**

Notre mission de créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable est le fondement de notre développement stratégique et, avec nos valeurs, elles guident ce que nous faisons au quotidien. Notre gouvernance donne le ton, l'exemple et la structure qui non seulement favorisent une croissance durable de notre entreprise pour nos actionnaires, employés et partenaires, mais nous permet également d'amener des changements sociaux et environnementaux positifs. Les membres de notre conseil d'administration sont expérimentés, dévoués et très compétents, et ont inculqué la direction stratégique qui a, et continue de, positionner Innergex en tant que chef de file respecté, fiable et innovateur du secteur. Nos politiques internes, à commencer par le Code de conduite, déterminent les principes de base qui s'assurent que chaque membre de l'équipe d'Innergex agisse de façon transparente et intègre en toutes circonstances.

En 2019, notre conseil d'administration expérimenté comptait

9 MEMBRES
qui guident la Société vers une croissance responsable et durable pour les actionnaires



88% DE NOS ADMINISTRATEURS SONT **INDÉPENDANTS**

La Politique concernant la diversité au sein du Conseil d'administration d'Innergex est son engagement envers la valeur de la diversité des genres et nous sommes fiers d'avoir terminé 2019 avec

33% de femmes AU SEIN DU **CONSEIL**

L'ÂGE MOYEN
de nos administrateurs à la fin de 2019 était de

62 ans

En 2019, le pourcentage

COMBINÉ DE **PARTICIPATION**
à des réunions du conseil d'administration et de ses comités était de

98%

Il y a

15 POLITIQUES EN VIGUEUR
pour assurer la conformité avec les normes ESG les plus élevées, dont

4 ont été révisées et mises à jour en 2019

MESSAGE AUX ACTIONNAIRES

30 ANS À CRÉER UN MONDE MEILLEUR

En 2020, nous célébrons 30 ans au service de la planète. Depuis notre fondation, nous consacrons nos efforts à produire de l'énergie renouvelable pour contribuer à un avenir plus vert. Nous sommes fiers de créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable et de générer des retombées significatives et positives pour les trois P : les Personnes, notre Planète et la Prospérité. Avec une puissance installée nette de 2 588 MW d'énergie exclusivement renouvelable, soit bien plus que notre objectif de 2 000 MW d'ici 2020, nous entamons une nouvelle décennie avec beaucoup d'optimisme.

2019 passera peut-être à l'histoire comme l'année où les changements climatiques sont devenus un enjeu central. La jeune génération s'est mobilisée pour envoyer un message clair qui, nous l'espérons, aura réveillé certains individus et entreprises. Chez Innergex, ce message nous le recevons comme un encouragement à poursuivre notre développement en harmonie avec la nature. Notre croissance durable a permis et continue de générer de la valeur pour les actionnaires tout en créant des bénéfices que nous partageons avec les communautés. Notre philosophie des trois P nous inspire donc pour persister dans notre voie.

NOS ACTIONS

Notre année 2019 a été marquée par la vente de notre participation dans HS Orka et l'achèvement de deux grands projets. Nous avons mis en service notre plus grand parc éolien à ce jour, **Foard City**, avec une puissance installée de 350 MW, ainsi qu'un immense parc solaire de 250 MW, **Phoebe**, au Texas. Ces deux projets d'importance nous ont permis de confirmer notre habileté à livrer des projets selon les délais et les budgets prévus. L'expérience acquise en énergie solaire nous servira à la poursuite du développement de cette technologie aux États-Unis.

Nous avons aussi amorcé les travaux sur la centrale hydroélectrique d'**Innavik** au Nunavik, dans le Grand Nord québécois qui devrait être mise en service en 2022. Ce projet de 7,5 MW symbolise tout ce en quoi nous croyons. Cette centrale est développée en partenariat 50-50 avec la corporation foncière Pituvik, une entité issue de la communauté inuite à l'origine du projet, et en harmonie avec la nature. De plus, les retombées de ce projet constitueront un levier de croissance durable pour la communauté.

L'énergie solaire occupe une place grandissante dans nos perspectives de développement. En Ohio, nous avons signé un contrat d'achat d'électricité avec un partenaire d'envergure pour **Hillcrest**, notre parc solaire de 200 MW en construction. À Hawaii, nous poursuivons le développement de nos projets solaires avec stockage d'énergie de **Paeahu** et **Hale Kuawehi,** qui aideront à décarboniser l'approvisionnement en électricité de leurs îles respectives autrement alimentées aux énergies fossiles.

NOS PROJETS

Notre croissance des dernières années consolide notre expertise en hydro, éolien et solaire dans un nombre grandissant de marchés et nous allons poursuivre notre développement de projets dans une optique durable. Nous avons par exemple démultiplié notre puissance installée solaire cette année grâce à Phoebe, concrétisant notre stratégie de diversification. Ainsi, nous proposons des technologies adaptées aux ressources renouvelables locales et à leur marché, ce qui compense notamment les aléas de la météo là où nos activités sont concentrées.

Les **États-Unis** représentent un vaste marché en croissance et nous comptons développer plusieurs projets solaires dans différentes régions du pays. Pour preuve, nous avons pris des mesures pour acquérir des panneaux solaires aux États-Unis avant que les incitatifs fiscaux n'expirent.

Nous allons poursuivre notre développement en **France**, où les opportunités sont nombreuses, tant en éolien que pour d'autres énergies renouvelables. Même si les délais de développement sont parfois plus longs qu'ailleurs, nous croyons fortement au potentiel français vu les objectifs ambitieux d'énergie verte qui y sont en vigueur. Notre partenariat avec Vent d'Est, par exemple, nous permet de puiser dans une expertise de développement supplémentaire en éolien.

Nous voyons aussi de belles perspectives au **Chili et ailleurs en Amérique Latine**, où différentes formes d'énergie renouvelable sont en demande. Le développement au **Canada**, principalement dans les provinces autres que celles où nous sommes actifs, demeure à l'ordre du jour, mais évolue à des vitesses différentes selon les circonstances locales.

En plus de la production d'électricité renouvelable, nous suivons avec intérêt les progrès technologiques et de configuration des marchés de l'énergie renouvelable. Nous savons que le marché de l'électricité dépassera le « produire, transporter et consommer » qu'il était jusqu'à maintenant. Le **stockage d'énergie**, que nous allons déployer dans nos projets à Hawaii, constitue une évolution majeure que nous voulons maîtriser. Les coûts chutent sans cesse et les nouvelles technologies progressent, ce qui est très encourageant. Globalement, nous voyons d'un bon œil les nouvelles façons de penser l'approvisionnement en énergie renouvelable afin de réduire les émissions de carbone.

En février 2020, nous avons annoncé la création d'une alliance stratégique avec **Hydro-Québec**. Celle-ci permettra de réaliser des investissements conjoints afin d'accélérer le développement de l'énergie renouvelable en combinant le savoir-faire d'Innergex, notamment des marchés internationaux, ainsi que celui d'Hydro-Québec par exemple en stockage par batteries. Grâce à notre nouvel actionnaire principal Hydro-Québec, les moyens supplémentaires dont nous disposons nous permettront de concrétiser de projets créateurs d'énergie propre de plus grande envergure et plus diversifiés, toujours dans le respect du développement durable qui nous est cher.

NOS PERSONNES

Notre philosophie des 3 P – Personnes, Planète et Prospérité – guide nos actions et assure notre croissance durable. Nous sommes fiers d'avoir lancé en 2019 de nouveaux outils de communication qui présentent des exemples concrets des mesures que nous prenons pour améliorer l'environnement, la société et notre gouvernance.

Nous sommes choyés de pouvoir compter sur une équipe passionnée et talentueuse qui se dévoue au quotidien pour contribuer à un monde meilleur. Nous encourageons une culture qui crée un environnement sécuritaire, sain et offrant le soutien nécessaire pour que chacun s'épanouisse. Nous sommes maintenant plus de 410 employés dans notre famille élargie grâce à qui nous pouvons exploiter efficacement nos actifs de grande qualité et poursuivre notre expansion. Merci de vos efforts quotidiens.

Nous sommes également inspirés par nos nombreux et solides partenariats avec les communautés. Nous croyons que le développement durable, au-delà du respect de l'environnement, passe aussi par le bien-être des communautés hôtes, de nos partenaires et des autres parties prenantes entourant nos projets. Les retombées positives que nos installations ont sur le milieu local font une différence et confirment la justesse de notre approche et de nos valeurs. Merci de nous accueillir chez vous et d'avoir confiance en nous.

De plus en plus d'investisseurs désirent soutenir la croissance de l'énergie renouvelable, une industrie prospère. Alors que nous franchissons le cap des 8 TWh d'électricité propre, nous sommes positionnés pour décupler notre contribution au développement durable au bénéfice de tous. Merci de croire en notre approche de croissance.

À tous nos actionnaires, clients, partenaires financiers, fournisseurs, partenaires d'affaires ainsi qu'à toutes les autres parties prenantes, merci de votre soutien et de faire partie de la solution.

Alors que nous célébrons 30 ans d'existence, nous sommes plus que jamais décidés à concentrer notre action sur la croissance durable comme outil de lutte aux changements climatiques. Notre mission est claire et nous y croyons. Le temps est à l'optimisme.

Jean La Couture
Président du Conseil d'administration

Michel Letellier
Président et chef de la direction

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour les périodes de trois mois et de douze mois closes le 31 décembre 2019. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 27 février 2020, date à laquelle il a été approuvé par le Conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Les états financiers consolidés audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, ainsi que les données comparables de 2018, ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Tous les montants en dollars dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, à l'exception des montants par action et sauf indication contraire. Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent avoir une incidence sur certains calculs.

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). Se reporter à la rubrique « Information prospective » pour plus d'information.

Des renseignements supplémentaires concernant Innergex, notamment sa Notice annuelle, sont accessibles par l'entremise du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières à l'adresse sedar.com ou sur le site Web de la Société à l'adresse innergex.com. L'information publiée sur le site Web de la Société ou qui peut être accessible par ce site Web ne fait pas partie du présent rapport de gestion et n'est pas intégrée aux présentes par renvoi.

TABLE DES MATIÈRES

Vue d'ensemble	11	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	62
Indicateurs de rendement clés	18	Performance financière prévue	64
Stratégie de la Société	19	Renseignements financiers trimestriels	65
Information annuelle choisie	23	Transactions entre parties liées	66
Faits saillants de 2019	25	Mesures non conformes aux IFRS	66
Résultats d'exploitation	30	Information prospective	73
Secteurs géographiques	45	Risques et incertitudes	77
Activités abandonnées	48	Estimations comptables critiques	87
Structure du capital-actions	50	Changement de méthodes comptables	89
Situation financière	52	Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	91
Liquidités et ressources en capital	56	Événements postérieurs à la clôture	91

VUE D'ENSEMBLE

La Société est un promoteur, acquéreur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités dans l'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire qui bénéficient de technologies simples et éprouvées.

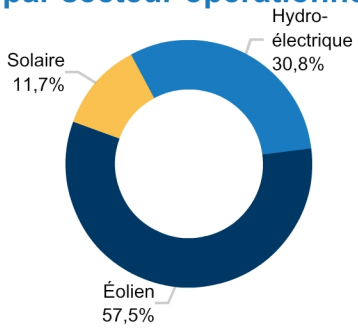
Activités abandonnées
Le 23 mai 2019, la Société a annoncé la réalisation de la vente de sa filiale entièrement détenue Magma Energy Sweden A.B. (« Magma Sweden »), qui détient une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf (« HS Orka »), détentrice de deux centrales géothermiques en exploitation, d'un projet hydroélectrique en développement et de projets potentiels en Islande. Le secteur de la production géothermique est maintenant comptabilisé comme une activité abandonnée. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion pour plus d'information. Sauf indication contraire, les chiffres figurant dans le présent rapport de gestion concernent les activités poursuivies.

Secteurs

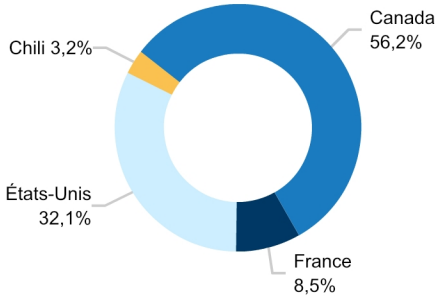
Au 31 décembre 2019, la Société comptait trois secteurs opérationnels et quatre secteurs géographiques.

Secteurs opérationnels	Secteurs géographiques
Production hydroélectrique	Canada
Production éolienne	France
Production solaire	États-Unis
	Chili

Puissance installée nette par secteur opérationnel



Puissance installée nette par secteur géographique



Portefeuille d'actifs

En date du présent rapport de gestion, la Société détient des participations dans trois groupes de projets à différents stades, soit les installations en exploitation, les projets en développement et les projets potentiels.

Installations en exploitation
La Société détient et exploite 68 installations qui ont été mises en service commercial (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et novembre 2019, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 7,0 années.

Elles vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, de contrats de couverture du prix de l'électricité[1] ou de contrats industriels à court et long terme (chacun, un « CAÉ ») à des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables ou sur le marché libre. La durée moyenne pondérée restante des CAÉ est de 15,3 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute).

Les CAÉ conclus pour la plupart des installations en exploitation au Canada et en France comprennent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix lié au mois, au jour et à l'heure de la livraison. L'électricité produite par la plupart des installations en exploitation aux États-Unis est vendue par l'entremise d'un CAÉ ou sur le marché libre en utilisant des couvertures du prix de l'électricité financières ou matérielles. Au Chili, les installations en exploitation vendent l'électricité qu'elles produisent par l'entremise de CAÉ à une clientèle industrielle ou sur le marché libre.

[1] Un contrat de couverture du prix de l'électricité est réputé être un CAÉ, qu'il soit assujetti à la comptabilité de couverture ou comptabilisé comme un dérivé financier à la juste valeur par le biais du résultat net.

	Nombre d'installations en exploitation[1]	Puissance installée (MW)	
		Brute[2]	Nette[3]
HYDROÉLECTRIQUE			
Canada	33	1 019	713
États-Unis	1	10	10
Chili	3	152	74
Total partiel	37	1 181	797
ÉOLIEN			
Canada	8	908	714
France	15	317	221
États-Unis	3	754	554
Total partiel	26	1 979	1 489
SOLAIRE			
Canada	1	27	27
États-Unis	3	267	266
Chili	1	34	9
Total partiel	5	328	302
Total	68	3 488	2 588

1. Le nombre d'installations en exploitation comprend toutes les installations détenues et exploitées par la Société, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.
2. La puissance installée brute représente la puissance totale de toutes les installations en exploitation d'Innergex, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.
3. La puissance installée nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innergex en fonction de sa participation dans chacune des installations.

Renouvellement des CAÉ

Le 16 avril 2018, la Société et la bande indienne Sekw'el'was de Cayoose Creek ont annoncé la conclusion d'une entente avec la British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») relative au renouvellement du CAÉ de la centrale Walden North (le « CAÉ de Walden »). Le nouveau CAÉ de Walden est entré en vigueur le 1er avril 2018 pour une période de 40 ans et est assujetti à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »).

Le 16 avril 2018, la Société a annoncé la conclusion d'une entente avec BC Hydro relative au renouvellement du CAÉ de la centrale Brown Lake pour une période de 40 ans (le « CAÉ de Brown Lake »). Le nouveau CAÉ de Brown Lake est entré en vigueur le 1er avril 2018 et est assujetti à l'approbation de la BCUC.

Dans son ordonnance G-278-19 datée du 8 novembre 2019 (l'« ordonnance de la BCUC »), la BCUC a refusé de déterminer si le CAÉ de Walden et le CAÉ de Brown Lake étaient dans l'intérêt public en l'absence d'un régime intégré des ressources mis à jour et approuvé par BC Hydro. Cependant, la BCUC est prête à envisager d'accepter le renouvellement des CAÉ pour des périodes inférieures à 40 ans afin de permettre la conclusion du prochain régime intégré des ressources de BC Hydro. À ce moment, les besoins d'électricité à long terme de BC Hydro et les solutions d'approvisionnement pour répondre à la demande pourraient avoir été précisés. En conséquence, la BCUC a ajourné la procédure de demande d'approbation du CAÉ de Walden et du CAÉ de Brown Lake pour 60 jours à compter de la date de son ordonnance, afin de permettre aux parties au CAÉ de Walden et au CAÉ de Brown Lake de restructurer et de redéposer de nouveaux contrats d'achat d'électricité d'une durée ne dépassant pas trois ans à compter de la date de l'ordonnance de la BCUC, et de les soumettre à nouveau à la BCUC. À la demande de BC Hydro, la BCUC a par la suite prolongé la période d'ajournement de 45 jours supplémentaires. À la date du présent rapport de gestion, les parties au CAÉ de Brown Lake envisageaient de redéposer à la BCUC un CAÉ restructuré d'une durée maximale de trois ans à compter de la date de l'ordonnance de la BCUC, tandis que les parties au CAÉ de Walden n'envisageaient pas, pour l'instant, de le faire.

Le premier CAÉ pour la centrale hydroélectrique Sainte-Marguerite, située au Québec, est arrivé à l'échéance de sa durée initiale de 25 ans en décembre 2018; la Société a envoyé un avis de renouvellement automatique à Hydro-Québec pour un nouveau terme de 25 ans. Des discussions sur les modalités de renouvellement sont en cours.

Le premier CAÉ pour la centrale hydroélectrique Chaudière, située au Québec, est arrivé à l'échéance de sa durée initiale de 20 ans en mars 2019; la Société a envoyé un avis de renouvellement automatique à Hydro-Québec pour un nouveau terme de 20 ans. Le 30 août 2019, le renouvellement du CAÉ, d'une durée de 20 ans et venant à échéance en mars 2039, a été conclu.

Le premier CAÉ pour la centrale hydroélectrique Montmagny, située au Québec, arrivera à l'échéance de sa durée initiale de 25 ans en mai 2021; la Société a envoyé un avis de renouvellement automatique à Hydro-Québec pour un nouveau terme de 25 ans. Des discussions sur les modalités de renouvellement auront lieu au cours de l'année.

Projets en développement

Avec la mise en service du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, la Société détient maintenant une participation dans sept projets en développement, dont deux sont en construction. La mise en service commerciale de ces projets est prévue entre 2020 et 2022 (les « projets en développement »). Pour un complément d'information sur les projets en développement, se reporter à la rubrique « Faits saillants de 2019 ».

	Nombre de projets en développement	Puissance installée (MW)	
		Brute[1]	Nette[2]
HYDROÉLECTRIQUE			
Québec	1	8	4
Chili	2	125	47
Total partiel	3	133	51
ÉOLIEN			
France	1	7	5
SOLAIRE			
États-Unis	3	245	245
Total	7	385	301

1. La puissance installée brute représente la puissance totale des projets en développement d'Innergex, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.
2. La puissance installée nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innergex en fonction de sa participation dans chacune des installations.

Projets potentiels

La Société détient également des participations dans de nombreux projets potentiels qui sont à différents stades de développement. Des droits de propriété foncière, pour lesquels une demande exploratoire d'obtention de permis a été présentée ou pour lesquels une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres ou dans le cadre d'un programme d'offre standard, ont été obtenus pour certains projets (collectivement, les « projets potentiels »). La liste de projets potentiels est revue annuellement afin d'y ajouter des projets ou d'en retrancher, selon la possibilité d'avancement qu'ils présentent.

Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des projets potentiels sera réalisé.

	Projets potentiels Puissance prévue brute (MW)[1]			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Total
Canada	730	4 343	320	5 393
États-Unis	—	525	669	1 194
France	—	296	—	296
Chili	191	9	32	232
Total	921	5 173	1 021	7 115

1. Seule la puissance installée brute des projets potentiels est fournie étant donné que la puissance nette n'est pas encore définie à cette étape-ci.

Propriété partagée

La Société partage la propriété de certaines installations en exploitation et de certains projets en développement et projets potentiels avec des partenaires commerciaux, financiers, locaux ou autochtones.

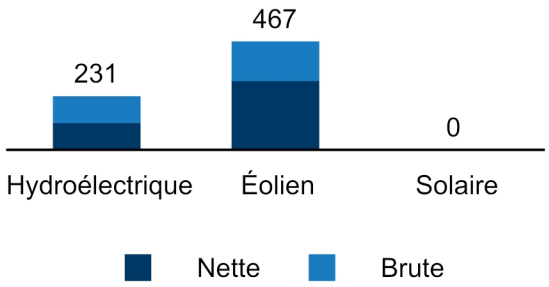
Filiales non entièrement détenues
Certaines installations en exploitation dont les participations ne donnant pas le contrôle sont significatives sont traitées comme des filiales non entièrement détenues. Les résultats de ces installations sont inclus dans les résultats consolidés de la Société.

	Installations en exploitation	Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Sources d'énergie	Lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société 31 décembre 2019
Harrison Hydro Limited Partnership et ses filiales	Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River	150	75	Hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,01 %
Kwoiek Creek Resources Limited Partnership	Kwoiek Creek	50	25	Hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,00 % [1]
Innergex Sainte-Marguerite S.E.C.	Sainte-Marguerite	31	15	Hydroélectrique	Québec	50,01 %
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	15 parcs éoliens situés en France	317	221	Éolienne	France	69,55 %
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.	Mesgi'g Ugju's'n	150	75	Éolienne	Québec	50,00 % [1,2]
		698	411			

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans la filiale.
2. La Société détient une participation comportant droit de vote de 50 % et une participation participative de 72,4 % en 2019 (la participation devrait s'amenuiser au fil des ans).

Puissance installée brute attribuable aux filiales non entièrement détenues

Puissance installée des filiales non entièrement détenues par secteur opérationnel



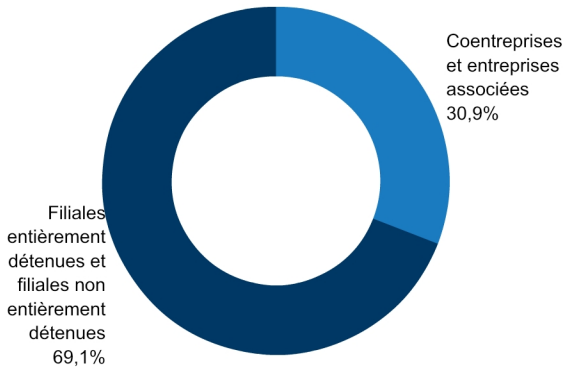
Coentreprises et entreprises associées

Certaines installations en exploitation sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La quote-part de la production, des produits et du BAIIA ajusté des coentreprises et entreprises associées d'Innergex est incluse dans les mesures proportionnelles de la Société. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

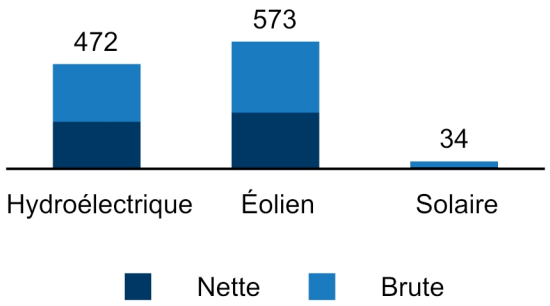
	Installations en exploitation	Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Sources d'énergie	Lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société 31 décembre 2019
Toba Montrose General Partnership	East Toba et Montrose Creek	235	94	Hydroélectrique	Colombie-Britannique	40,00 % [1]
Shannon Group Holdings, LLC	Shannon	204	102	Éolienne	Texas	50,00 %
Flat Top Group Holdings, LLC	Flat Top	200	102	Éolienne	Texas	51,00 % [2]
Dokie General Partnership	Dokie	144	37	Éolienne	Colombie-Britannique	25,50 %
Jimmie Creek Limited Partnership	Jimmie Creek	62	32	Hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,99 % [2]
Energía Llaima SpA	Guayacán, Peuchén, Mampil et Pampa Elvira	186	84	Hydroélectrique Solaire	Chili	50,00 %
Umbata Falls L.P.	Umbata Falls	23	11	Hydroélectrique	Ontario	49,00 %
Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C.	Viger-Denonville	25	12	Éolienne	Québec	50,00 %
		1 079	474			

1. La Société détient une participation comportant droit de vote de 51 % et une participation économique participative de 40 %. En 2046, la participation économique de la Société passera à 51 % sans aucune contrepartie additionnelle.
2. La Société ne consolide pas l'entité, car elle n'a pas le plein contrôle sur le processus décisionnel.

Puissance installée brute attribuable aux coentreprises et entreprises associées



Puissance installée des coentreprises et entreprises associées par secteur opérationnel



Participation au partage fiscal

La Société détient des participations dans certaines installations qui sont admissibles à des incitatifs fiscaux offerts aux installations d'énergie renouvelable aux États-Unis. Compte tenu de son portefeuille actuel d'installations d'énergie renouvelable, la Société ne peut pas pleinement monétiser ces incitatifs fiscaux. Afin de tirer pleinement profit de ces incitatifs, la Société s'associe à des investisseurs participant au partage fiscal (« IPF ») qui investissent dans ces installations en échange d'une quote-part des crédits d'impôt.

Certaines structures de financement des IPF comprennent un accord de financement partiel avec apport de paiements à l'utilisation aux termes duquel, lorsque la production annuelle réelle en MWh dépasse un certain niveau, les IPF sont tenus de verser un apport en trésorerie (l'« apport de paiements à l'utilisation ») à la Société. L'accord avec apport de paiements à l'utilisation a donné lieu à une baisse du placement initial des IPF et leur confère une certaine protection contre le potentiel de sous-performance de l'actif.

Innergex comptabilise les cotisations des IPF comme des prêts et emprunts à long terme, à un montant représentant le produit reçu de l'investisseur participant au partage fiscal en échange d'actions de la filiale, déduction faite des éléments suivants :

Éléments ayant une incidence sur le coût amorti du financement par capitaux propres	Description
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Répartition des CIP à l'investisseur participant au partage fiscal, qui découlent de l'énergie produite pendant la période et sont comptabilisés dans les autres (produits) charges à mesure qu'ils sont engagés
Crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)	Répartition des CII à l'investisseur participant au partage fiscal, attribuables aux activités de construction et comptabilisés sous forme de réduction du coût des actifs auxquels ils se rapportent
Bénéfice imposable (perte fiscale), y compris les attributs fiscaux comme l'amortissement fiscal accéléré	Répartition du bénéfice imposable et des autres attributs fiscaux à l'investisseur participant au partage fiscal comptabilisés dans les autres (produits) charges à mesure qu'ils sont engagés
Apport de paiements à l'utilisation	Cotisations en trésorerie supplémentaires versées par l'investisseur participant au partage fiscal lorsque la production annuelle est supérieure au seuil stipulé par contrat
Distributions en trésorerie	Distributions en trésorerie à l'investisseur participant au partage fiscal

Programme de crédits d'impôt sur la production (« CIP »)
Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux parcs éoliens de recevoir des crédits d'impôt créés pour chaque MWh de production au cours des dix premières années d'exploitation du parc. Les IPF se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP produits et une partie de la trésorerie générée par l'installation jusqu'à l'obtention d'un rendement après impôt sur l'investissement convenu à l'avance (le « point de basculement »). Après le point de basculement, une faible part de la trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) générés par l'installation sera retenue par les IPF.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF[1]	Placement des IPF (M$)	Génération annuelle attendue des CIP[3] (M$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel attendu (M$)	Répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP aux IPF (avant le point de basculement)	Répartition des distributions en trésorerie aux IPF (avant le point de basculement)
Shannon[1, 2]	2015	2028	274,2	23,1	—	99,00 %	64,30 %
Flat Top[1, 2]	2018	2028	267,2	28,3	—	99,00 %	49,00 %
Foard City[2, 4]	2019	2029	372,7	42,3	4,5	99,00 %	5,00 %

1. Avant le point de basculement, les distributions en trésorerie à l'investisseur participant au partage fiscal sont déterminées en fonction d'un test trimestriel qui mesure la trésorerie générée et cumulée depuis la mise en service commerciale. Une baisse de la production pourrait entraîner une distribution en trésorerie plus élevée à l'investisseur participant au partage fiscal ou un changement de point de basculement. Les chiffres fournis se rapportent à l'exercice clos le 31 décembre 2019
2. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Shannon, Flat Top et Foard City, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.
3. Selon la PMLT brute estimée et le crédit actuel de 25 $ US/MWh généré pour la période allant de la date de mise en service au point de basculement, convertis en dollars canadiens à un taux de 1,2988. La génération des CIP variera en fonction de la production réelle.
4. L'estimation de l'apport de paiements à l'utilisation annuel moyen est fondée sur les CIP générés sur la PMLT brute estimée pour chaque exercice allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,2988. L'apport de paiements à l'utilisation variera en fonction de la production réelle dépassant 1 165 GWh par année, jusqu'à un maximum cumulatif de 36,5 M$ US (47,4 M$).

Programme de crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)
Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux parcs éoliens et solaires de recevoir un crédit d'impôt fédéral unique, calculé en fonction des coûts en capital des installations. Les projets dont la construction a commencé en 2019 sont admissibles à des CII de 30 %. Les crédits passeront ensuite à 26 % pour les projets dont la construction a commencé en 2020, puis à 22 % en 2021 et à 10 % par la suite.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF	Placement des IPF (M$)	Répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII aux IPF (avant le point de basculement)	Répartition des distributions privilégiées en trésorerie aux IPF (avant le point de basculement)
Phoebe[1, 2, 3]	2019	2026	244,3	99,0 %	10,62 % en sus de la distribution prioritaire

1. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Phoebe, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.
2. Les montants des distributions en trésorerie de Phoebe à l'IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat de l'IPF. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs au seuil défini sont distribués aux taux de 10,62 % et de 89,38 % à l'IPF et à Innergex, respectivement.
3. La répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à l'IPF est de 99 % jusqu'au 15 février 2020, et baissera à 66,67 % du 15 février 2020 au 31 décembre 2024, puis reviendra à 99,0 % jusqu'au point de basculement des IPF.

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs de rendement clés.

Indicateurs de rendement clés liés à la production

Dans son évaluation des résultats d'exploitation, la Société compare la production d'électricité réelle avec la production moyenne à long terme (« PMLT »), qui est établie afin de prévoir la production à long terme attendue pour chacune des installations.

- Comparaison de la production en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh ») par rapport à la PMLT
- Production et production proportionnelle

Indicateurs de rendement clés financiers

- Produits et produits proportionnels
- BAIIA ajusté, marge du BAIIA ajusté, BAIIA ajusté proportionnel
- Bénéfice net (perte nette) ajusté(e)
- Flux de trésorerie disponibles
- Ratio de distribution

La Société croit que ces indicateurs sont importants puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur les capacités de production et de génération de trésorerie de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Les indicateurs facilitent également les comparaisons des résultats entre les périodes.

Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

L'objectif fondamental de la Société est de créer de la richesse en gérant efficacement ses actifs d'énergie renouvelable de grande qualité et en poursuivant avec succès sa croissance.

Nous sommes guidés par notre philosophie, qui vise un équilibre entre investir dans les personnes, prendre soin de notre planète et générer de la prospérité en partageant les retombées économiques avec les communautés locales et en créant de la valeur pour nos actionnaires.

Innergex s'engage à développer, à acquérir, à détenir et à exploiter des installations d'énergie renouvelable exclusivement, qui génèrent des flux de trésorerie constants, offrent un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté au risque et permettent la distribution d'un dividende durable.

Produire de l'énergie renouvelable

La Société est vouée à la production d'électricité exclusivement à partir de sources d'énergie renouvelables et durables en tenant compte de considérations économiques, sociales et environnementales. En exploitant l'énergie des rayons du soleil, le flux naturel de l'eau et le mouvement de l'air, nous travaillons avec la nature pour produire de l'énergie propre pour un avenir meilleur.

Optimiser l'exploitation

Innergex possède des participations dans 37 centrales hydroélectriques localisées sur 31 bassins versants, 26 parcs éoliens et 5 parcs solaires. L'expertise et l'innovation développées par notre équipe qualifiée dans différents types d'énergie et divers lieux peuvent être mises à profit et partagées entre les membres de la Société afin de maximiser le rendement de nos actifs de grande qualité.

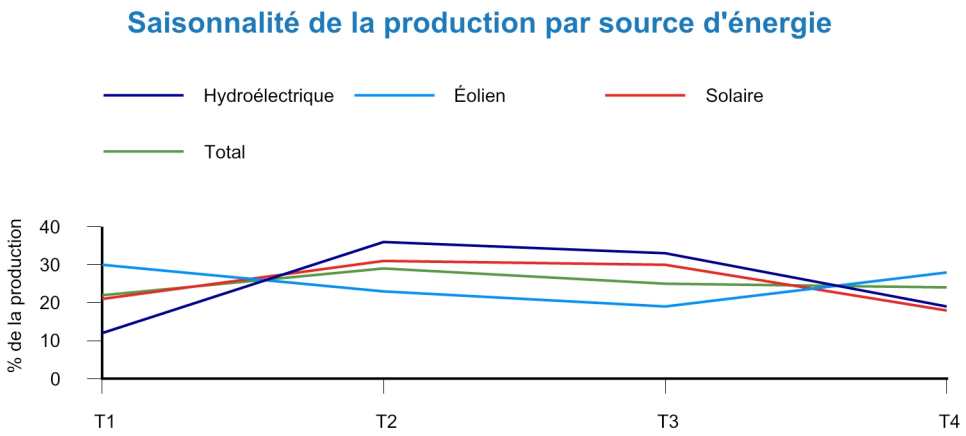
Maintenir la diversification des sources d'énergie

La Société vise à maintenir un portefeuille d'actifs diversifié tant sur le plan géographique que sur celui des sources d'énergie, afin d'atténuer les variations saisonnières et de production. La quantité d'électricité produite par les installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire des débits d'eau, des régimes de vent et de l'ensoleillement. Des ressources moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits de la Société et sur sa rentabilité.

Heureusement, compte tenu de la nature complémentaire de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant :

	PMLT consolidée et saisonnalité trimestrielle[1]									
En GWh et %	T1		T2		T3		T4		Total	
HYDROÉLECTRIQUE	370	12 %	1 065	36 %	1 002	33 %	581	19 %	3 018	37 %
ÉOLIEN	1 298	30 %	1 014	23 %	826	19 %	1 217	28 %	4 355	53 %
SOLAIRE	160	21 %	242	31 %	232	30 %	142	18 %	776	10 %
Total	1 828	22 %	2 321	29 %	2 060	25 %	1 940	24 %	8 149	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 27 février 2020. La PMLT est présentée conformément aux règles de comptabilisation des produits des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La comparaison de la production par rapport à la PMLT représente un indicateur de rendement clé pour la Société. Se reporter à la rubrique « Indicateurs de rendement clés » pour plus d'information.



Croître responsablement

La transition vers une économie sans carbone sera menée par le secteur de l'énergie renouvelable. Innergex se trouve dans une bonne position pour poursuivre sa croissance stratégique en développant, en acquérant, en détenant et en exploitant davantage de projets d'énergie renouvelable de haute qualité, et continuera de soutenir le développement de solutions en matière d'énergie renouvelable.

Soigner nos relations afin qu'elles se transforment en partenariats à long terme qui soutiennent des projets d'énergie renouvelable profitables constitue le fondement de notre stratégie commerciale et de nos valeurs. Nos projets réussissent grâce à l'appui de nos partenaires financiers, commerciaux, autochtones et municipaux. Les valeurs qui nous animent, à savoir vivre notre passion, nous engager, cultiver les opportunités, contribuer avec intégrité, accomplir en équipe, agir en toute sécurité et créer de la prospérité, sont autant d'ingrédients de notre succès.

Les acquisitions représentent un autre volet important de la stratégie commerciale de la Société. Toute percée que nous réalisons sur de nouveaux marchés accroît notre rayonnement et la diversification de nos activités et multiplie les occasions de croissance. De même, le renforcement de notre présence dans les endroits où nous sommes déjà établis nous permet de raffermir notre position de chef de file dans le secteur de l'énergie renouvelable, notamment sur le marché canadien. Nous demeurerons concentrés sur la production d'électricité exclusivement à partir de sources d'énergie renouvelables et nous continuerons d'explorer les avenues technologiques récentes qui pourraient créer de nouvelles occasions dans le domaine de la production d'électricité et au-delà, comme le stockage d'énergie.

Facteurs clés de croissance

La croissance future de la Société est assujettie aux facteurs clés suivants :

- la demande croissante d'énergie renouvelable, un élément clé de la transition énergétique visant à lutter contre les changements climatiques, qui est soutenue par des accords internationaux comme l'Accord de Paris;
- la sensibilisation accrue aux avantages de l'énergie renouvelable dans la lutte aux impacts des changements climatiques;
- les politiques gouvernementales stables et à long terme en matière d'approvisionnement en capacité 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 à certains marchés régionaux de l'électricité;
- sa capacité à évaluer et à obtenir les meilleurs sites potentiels dans le but de développer de nouveaux projets en collaboration avec les communautés locales;
- sa capacité à prévoir convenablement le total des coûts de construction, les produits et les charges pour chaque projet, dans un marché dans lequel la compétitivité des installations de production d'énergie renouvelable sur le plan des coûts s'améliore rapidement;
- sa capacité à réaliser des acquisitions qui ajoutent de la valeur;
- sa capacité à financer sa croissance.

Principaux marchés géographiques

Au Canada, conformément aux engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris sur le climat, le gouvernement fédéral a publié le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques. Parmi ses objectifs, le Cadre s'engage envers l'élimination graduelle de la production d'électricité au charbon d'ici 2030, et a aussi mené à l'instauration à l'échelle nationale d'un prix pour le carbone en 2019. Le Canada produit actuellement 80 % de son électricité à partir de sources d'énergie propres et non émettrices, et s'est donné pour objectif d'accroître ce pourcentage à 90 % d'ici 2030. La Société continue d'explorer des occasions et de participer à des appels d'offres partout au pays lorsque cela est possible. Bien qu'il n'y ait pas d'appel d'offres en cours au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique, la Société est en bonne position pour tirer profit d'occasions à plus long terme grâce à sa présence opérationnelle et à ses nombreux projets potentiels.

Aux États-Unis, la Société a augmenté sa présence grâce à la mise en service du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe. Elle poursuit son développement avec le projet solaire Hillcrest et deux projets solaires à Hawaii, tout en évaluant les possibilités à la lumière de l'existence de crédits d'impôt fédéraux. Tout au long de l'année 2019, les États ont continué à prendre de nouveaux engagements en matière de production d'énergie renouvelable. Vingt-neuf États, Washington, D.C. et trois territoires ont dorénavant adopté une norme en matière d'offre d'énergie renouvelable, et neuf juridictions, dont Hawaii, exigent que la totalité de l'électricité provienne de sources propres d'ici 2050 ou plus tôt. En outre, un nombre croissant de villes et d'entreprises cherchent à s'alimenter en électricité provenant d'énergies renouvelables exclusivement par l'intermédiaire de CAÉ, ce qui crée de nouvelles occasions de croissance dans l'industrie. Le Texas est le chef de file dans l'énergie éolienne installée avec environ 24 GW de puissance éolienne installée et plus de 6 GW en construction. L'important rayonnement solaire direct dans les parties centrale et occidentale du Texas confère à l'État l'un des plus grands potentiels d'énergie solaire des États-Unis. Jusqu'à présent, près de 2,3 GW d'énergie solaire à grande échelle ont été installés, avec une croissance prévue de plus de 13 GW d'ici 2025. La forte rentabilité des projets de production d'énergie éolienne et solaire dans l'État laisse présager une dynamique soutenue sur le marché. Dans la région d'interconnexion de PJM, qui couvre la totalité ou une partie de 13 États, dont l'Ohio et la Pennsylvanie, les sources d'énergie renouvelable ont été confrontées à des difficultés, car l'abondance des stocks de gaz naturel fait baisser le prix de l'électricité alors que des modifications aux règles relatives à la capacité du marché sont en cours d'élaboration. Les perspectives de développement de l'énergie renouvelable dans les années 2020 semblent toutefois solides, les demandes d'interconnexion de 15,3 GW d'énergie éolienne terrestre et de 62,5 GW d'énergie solaire étant en attente. La Société continue de voir d'excellentes possibilités de croissance sur les marchés américains, alors que la demande d'électricité augmente et que les gouvernements des États, les entreprises et les consommateurs font pression pour accroître la production d'énergie renouvelable.

En 2019, le gouvernement français a confirmé son objectif d'augmenter la part d'énergie renouvelable au cours des dix prochaines années en fixant des objectifs spécifiques par technologie. Bien que la France soit susceptible de réduire la disponibilité de ses contrats à tarifs de rachat garantis, elle s'est engagée à étendre le système d'appels d'offres pour l'approvisionnement en énergie renouvelable supplémentaire. Conformément à ses objectifs stratégiques visant à atteindre une capacité éolienne terrestre de 35 GW d'ici 2028, les appels d'offres devraient porter sur des projets supplémentaires de 1,5 à 2 GW chaque année. Les CAÉ continueraient d'être attribués par l'intermédiaire d'une entité soutenue par le gouvernement pendant une longue période (20 ans).

L'énergie renouvelable continue de se développer au Chili. En 2019, la production d'énergie solaire et éolienne a totalisé 11 186 GWh, ce qui représente une hausse de 22 % par rapport à 2018, soit 14,5 % de la production totale d'énergie. Parallèlement, la contribution des centrales hydroélectriques demeure importante; en 2019, elles représentaient 27 % de la production totale (ce qui équivaut à 20 793 GWh). Le secteur minier, lequel consomme un tiers de la production globale d'électricité au Chili, est également le secteur qui consomme la majeure partie des nouvelles énergies renouvelables. Depuis 2014, les prix de l'énergie solaire ont chuté de plus de 60 %, incitant le secteur minier et d'autres secteurs à investir dans l'énergie renouvelable afin de réduire leurs factures d'électricité. Le coordonnateur électrique national (ISO) prévoit que, en 2020, 62 nouvelles centrales électriques seront mises en service et produiront environ 4 000 MW d'énergie supplémentaire. De ce total, 1 504 MW proviendra de 34 nouveaux parcs solaires, 1 107 MW de 9 parcs éoliens et 756 MW de 10 nouvelles centrales hydroélectriques. Le Chili s'est engagé à produire 60 % de son électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'ici 2035, et 70 % d'ici 2050, et a également l'intention d'éliminer les centrales alimentées au charbon.

Obtenir des résultats exceptionnels

Innergex estime que ses réalisations actuelles et futures sont rendues possibles grâce à sa main-d'œuvre hautement qualifiée, qui partage sa mission, sa vision, ses valeurs et ses principes clés.

Le savoir collectif de ses employés, leurs talents, leurs habiletés, leur expérience et leur capacité de faire preuve de jugement ont toujours été essentiels à la réussite de la Société à long terme. L'équipe de direction a fait ses preuves en ce qui a trait à l'exécution de projets qui respectent à la fois les échéanciers et les budgets. Au 31 décembre 2019, la Société comptait sur un effectif de 327 personnes fort talentueuses, auxquelles s'ajoutent 83 personnes travaillant pour notre coentreprise Energía Llaima au Chili.

De plus, la Société entretient des liens avec bon nombre de partenaires spécialisés, comme des cabinets d'ingénierie et des professionnels de la surveillance environnementale, auxquels elle peut avoir recours lorsqu'une expertise en dehors de son champ de compétence s'avère nécessaire.

INFORMATION ANNUELLE CHOISIE

	Exercices clos les 31 décembre[1]		
	2019	2018	2017
PRODUCTION			
Production (MWh)	6 509 622	5 086 497	4 394 210
PMLT (MWh)	6 770 170	5 283 616	4 763 836
Production en % de la PMLT	96 %	96 %	92 %
COMPTE DE RÉSULTAT			
Produits	557 042	481 418	400 263
BAIIA ajusté[2]	409 175	352 179	298 728
Marge du BAIIA ajusté[2]	73,5 %	73,2 %	74,6 %
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies[1]	(53 026)	26 215	19 136
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies[2]	(25 817)	13 963	15 662
(Perte nette) bénéfice net	(31 211)	25 718	19 136
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	(47 723)	31 825	29 475
($ par action ordinaire - de base)	(0,40)	0,20	0,22
($ par action ordinaire - dilué)	(0,40)	0,20	0,22
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	134 658	130 030	108 427
PROPORTIONNEL			
Production proportionnelle (MWh)[2]	8 021 758	6 361 733	4 497 943
Produits proportionnels[2]	660 941	564 686	411 468
BAIIA ajusté proportionnel[2]	516 819	428 684	308 343
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE			
Total de l'actif	6 372 104	6 516 158	4 190 456
Prêts et emprunts à long terme, y compris la partie courante	4 691 669	4 708 397	3 153 262
Total des passifs non courants	5 115 425	4 932 829	3 490 350
Total des capitaux propres	615 326	942 037	453 262
DIVIDENDES			
Dividendes déclarés par action privilégiée de série A	0,902	0,902	0,902
Dividendes déclarés par action privilégiée de série C	1,4375	1,4375	1,4375
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,70	0,68	0,66
RATIO DE DISTRIBUTION			
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	95 046	90 215	71 621
Flux de trésorerie disponibles[2, 3]	93 311	105 124	87 207
Ratio de distribution[2, 3]	102 %	86 %	82 %
Ratio de distribution ajusté[2, 3]	88 %	66 %	64 %

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.
2. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, le bénéfice net ajusté, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.
3. Pour plus d'information sur le calcul et une explication des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution de la Société, se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution ».

Année financière 2019

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les augmentations de la production (en MWh), des produits, du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté proportionnel des activités poursuivies sont principalement attribuables à l'apport de la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en octobre 2018 et à l'apport des installations mises en service en 2019.

La Société a enregistré une perte nette découlant des activités poursuivies de 53,0 M$, comparativement à un bénéfice net de 26,2 M $ en 2018, principalement en raison de la hausse de la charge d'impôt différé liée aux attributs fiscaux et aux CIP alloués aux investisseurs participant au partage fiscal et de l'augmentation de la perte nette latente sur instruments financiers, des charges financières et des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles. Ces éléments défavorables ont été partiellement contrebalancés par les autres produits générés par les attributs fiscaux et les CIP découlant de la mise en service de Foard City et de Phoebe ainsi que par la hausse du BAIIA ajusté se rapportant essentiellement à l'apport des parcs éoliens Cartier et des installations mises en service en 2019.

La diminution du total de l'actif est principalement attribuable à la vente de HS Orka, en partie contrebalancée par l'acquisition des immobilisations corporelles du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, qui ont tous deux été mis en service en 2019, et par l'application de la norme IFRS 16.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme découle principalement de la mise en service des installations de Phoebe et de Foard City.

Les capitaux propres attribuables aux propriétaires ont augmenté, principalement en raison de la conversion de débentures convertibles et du bénéfice de 2019, déduction faite des dividendes déclarés.

La diminution des flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette et à la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, y compris l'apport des activités abandonnées. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, liée principalement à la cession de HS Orka hf, et par des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique, qui affectent certaines centrales comportant des participations ne donnant pas le contrôle. Le ratio de distribution de la Société s'est établi à 102 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Année financière 2018

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les augmentations de la production (en MWh), des produits, du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté proportionnel des activités poursuivies sont principalement attribuables à l'apport des installations acquises en 2018.

La Société a enregistré un bénéfice net des activités poursuivies de 26,2 M$, comparativement à un bénéfice net de 19,1 M$ en 2017, principalement en raison de la hausse du BAIIA ajusté et d'une variation positive de la quote-part du bénéfice net des coentreprises et des entreprises associées, compensées en partie par l'augmentation des charges financières et des amortissements.

L'augmentation du total de l'actif est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra, à la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier, à la participation de 50 % dans Energía Llaima et à l'acquisition et l'avancement du projet solaire Phoebe.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme découle principalement du financement sans recours de 570,4 M$ de quatre parcs éoliens en exploitation (la « facilité de crédit Cartier »). Le produit tiré de la facilité de crédit Cartier a servi à rembourser la facilité de crédit d'un an de 400 M$ contractée pour payer une partie de l'acquisition des parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier ainsi que les facilités de crédit existantes des installations L'Anse-à-Valleau, Carleton et Montagne Sèche, et la somme restante de 69 M$ a servi au désendettement des facilités de crédit de la Société. La hausse des prêts et emprunts à long terme est également imputable à l'emprunt à terme non garanti subordonné de 150 M$ d'une durée de cinq ans contracté en février 2018 pour financer la partie en espèces de l'acquisition d'Alterra, au prélèvement d'une somme de 131 M$ (100 M$ US) sur les facilités de crédit renouvelables pour l'investissement dans Energía Llaima et l'acquisition de Duqueco au Chili, à l'ajout de la dette à long terme prise en charge d'Alterra, à l'emprunt lié à la construction pour le projet Phoebe et aux prélèvements sur les facilités de crédit renouvelables de la Société pour la construction du projet éolien Foard City. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par les remboursements des facilités de crédit renouvelables de la Société à partir du produit tiré du placement de débentures de 150 M$ et les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.

Les capitaux propres attribuables aux propriétaires ont augmenté, principalement en raison de l'émission de 24 327 225 actions le 6 février 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, partiellement contrebalancée par une variation de la juste valeur des instruments de couverture dans les autres éléments du résultat global.

L'augmentation des flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, partiellement contrebalancée par l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette, la hausse des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle et l'augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite du produit des cessions. Le ratio de distribution de la Société s'est établi à 86 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

FAITS SAILLANTS DE 2019

Développement de la Société

Cession de HS Orka

- Le 23 mai 2019, Innergex a annoncé la réalisation de la vente de sa filiale entièrement détenue Magma Sweden, qui détient une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka de 297,9 M$ US (401,5 M$) après ajustements, à Jarðvarmi slhf, qui a exercé son droit de premier refus.
- Les produits nets ont été utilisés pour rembourser la facilité de crédit d'un an de 228 M$ contractée le 24 octobre 2018 au moment de l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier et la portion utilisée de la capacité d'emprunt supplémentaire de 100 M$ obtenue le 23 avril 2019. Les produits ont également été utilisés pour désendetter les facilités de crédit de la Société.

Développement de l'énergie solaire aux États-Unis

- Au cours de l'exercice, des panneaux solaires d'une capacité de 125 MW ont été acquis, rendant admissibles de futurs projets solaires d'une capacité d'environ 650 MW.

Rachat de débentures

- Le 5 septembre 2019, la Société a émis un avis de rachat et d'expiration du privilège de conversion visant les débentures à 4,25 % en circulation d'un capital global impayé de 100 M$ venant à échéance le 31 août 2020 (les « débentures convertibles à 4,25 % »). De ce capital global, 86,7 M$ ont été convertis à la demande des porteurs en 5 776 795 actions ordinaires d'Innergex au prix de conversion de 15 $ par action. Le solde de 13,3 M$ a été racheté le 8 octobre 2019 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 renouvelable de la Société. Les débentures ont été radiées de la TSX le 8 octobre 2019.

Placement de débentures

- Le 30 septembre 2019, la Société a mené à terme son placement par voie de prise ferme de débentures subordonnées non garanties convertibles (les « débentures ») d'un capital global de 125 M$, à un prix de 1 000 $ par tranche de 1 000 $ de capital de débentures, portant intérêt au taux de 4,65 % par année, payable semestriellement à terme échu le 31 octobre et le 30 avril de chaque année à compter du 30 avril 2020 (les « débentures convertibles à 4,65 % »).

- Le produit net du placement des débentures convertibles à 4,65 % a été initialement affecté au remboursement par anticipation de la dette aux termes de la facilité de crédit à terme renouvelable de la Société, dont les fonds étaient alors disponibles, au besoin, pour financer le rachat de la totalité des débentures convertibles à 4,25 % en circulation. Le produit net restant pourra être prélevé, le cas échéant, pour financer des projets de développement et d'autres occasions de croissance ou aux fins générales de l'entreprise.

- Le 2 octobre 2019, la Société a annoncé qu'elle a émis un montant total additionnel de 18,75 M$ de capital de débentures convertibles à 4,65 % à la suite de l'exercice complet de l'option de surallocation octroyée aux preneurs fermes dans le cadre du placement de débentures convertibles à 4,65 % (l' « option de surallocation »).

- Après avoir pris en compte l'option de surallocation, la Société a généré un produit total brut de 143,75 M$ en vertu du placement, duquel un montant de 13,3 M$ a été utilisé pour racheter les débentures convertibles à 4,25 %.

Activités de développement

	Emplacement	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de mise en service	PMLT brute estimée[1] (GWh)	Durée du CAÉ (années)
HYDROÉLECTRIQUE (Chili)					
Frontera	Biobío	109,0	2022	464,0	-[2]
El Canelo	Cordillera	16,0	2022	90,0	-[2]
SOLAIRE (États-Unis)					
Hale Kuawehi	Hawaii	30,0[3]	2022	87,4	25
Paeahu	Hawaii	15,0[3]	2022	41,2	25
ÉOLIEN (France)					
Yonne II	France	6,9	2020	11,0	20

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.
2. L'électricité sera vendue sur le marché libre ou par l'entremise de CAÉ qui n'ont pas encore été signés.
3. Projets solaires disposant d'une capacité de stockage par batteries de 120 MWh pour Hale Kuawehi et de 60 MWh pour Paeahu.

Frontera
- Le processus de financement progresse.
- Le contrat de construction progresse.
- Au cours des prochains mois, selon les résultats du processus de financement, la Société prendra une décision finale sur le sort du projet.

El Canelo
- La conception du projet est en cours de révision afin de solutionner diverses difficultés qui ont occasionné des retards quant à la délivrance des permis;
- Le projet se trouve à un point critique, et une décision sur son avenir pourrait être prise dans les mois à venir.

Hale Kuawehi
- La Public Utilities Commission (« PUC ») a approuvé le CAÉ.
- Des études environnementales et techniques sont en cours, ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis.
- 30 % de l'application technique de la conception est en cours et sera achevée au cours du premier trimestre de 2020.

Paeahu
- Le processus d'examen du CAÉ de la PUC est en cours. Une audience relative à la contestation de cette décision a eu lieu au quatrième trimestre de 2019 pour répondre aux préoccupations d'un groupe d'opposition composé de résidents des environs. La PUC devrait rendre sa décision au premier trimestre de 2020.
- Des études environnementales et techniques sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis. La demande de permis d'utilisation spéciale sera déposée au deuxième trimestre de 2020 et fera probablement l'objet d'une opposition de la part du même groupe.

Yonne II

Le projet Yonne II est une extension du parc éolien Yonne situé dans la région de Bourgogne-Franche-Comté, en France.
- Innergex détient 69,55 % du projet.
- Le projet comprend 3 turbines d'une capacité de 2,3 MW chacune.
- Toutes les autorisations ont été accordées, sans droit de recours, et un CAÉ à prix fixe de 20 ans a été signé avec EDF.
- La clôture du financement est prévue pour le premier trimestre de 2020 et le début des travaux de construction est prévu pour le deuxième trimestre de 2020.

Activités de construction

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de mise en service	PMLT brute estimée[1] (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets	Prévisions, moyenne des cinq premières années	
						Estimés[1] (M$)	Produits[1] (M$)	BAIIA ajusté[1, 2] (M$)
SOLAIRE (États-Unis)								
Hillcrest	100,0	200,0	2020	410,0	15	362,6 [4]	22,1 [4]	14,5 [4]
HYDROÉLECTRIQUE (Québec)								
Innavik	50,0	7,5	2022	54,7	40	125,0 [3]	11,0 [3]	8,9 [3]
Total		207,5		464,7		487,6	33,1	23,4

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.
2. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
3. Correspond à 100 % de cette installation.
4. Le coût total du projet est estimé à 279,2 M$ US. Les produits prévus s'élèvent à 17,0 M$ US et le BAIIA ajusté prévu, à 11,2 M$ US, convertis à un taux de 1,2988.

Hillcrest

- Deux ordres de démarrage limité ont été conclus avec une société en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») pour l'exécution de contrats d'approvisionnement en tables et en convertisseurs, de conception des projets et d'essai sur site des pieux. La signature de l'entente IAC devrait avoir lieu au premier trimestre de 2020.
- Le 28 novembre 2019, la Société a annoncé qu'un CAÉ à long terme a été signé avec une société américaine ayant une cote d'investissement de première qualité. Les ventes prévues au CAÉ devraient débuter lorsque le parc solaire aura été mis en service commercial, ce qui devrait se produire en 2020.
- Des négociations à l'égard de la liste de modalités sont en cours avec un investisseur participant au partage fiscal et un groupe de prêteurs, qui procèdent simultanément à leur contrôle préalable. La clôture du financement est prévue pour le deuxième trimestre de 2020.
- La mobilisation de la construction a commencé le 27 janvier 2020.

Innavik

- Un CAÉ d'une durée de 40 ans a été conclu avec Hydro-Québec Distribution le 27 mai 2019, et la production devrait commencer au quatrième trimestre de 2022. Le CAÉ a été approuvé par la Régie de l'énergie du Québec en décembre 2019.
- Les premiers équipements de construction ont été livrés en septembre, et les travaux de construction devraient commencer au deuxième trimestre de 2020.
- Le campement des travailleurs sur le site est prêt pour le début des travaux de construction.

Activités de mise en service

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date de mise en service	PMLT brute estimée[1] (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets	Prévisions, moyenne des cinq premières années	
						Estimés[1] (M$)	Produits[1] (M$)	BAIIA ajusté[1, 2] (M$)
ÉOLIEN (États-Unis)								
Foard City	100,0	350,3	2019	1 303,3	12 [4]	524,2 [3]	25,6 [3]	11,8 [3]
SOLAIRE (États-Unis)								
Phoebe	100,0	250,0	2019	713,7	12 [6]	515,6 [5]	34,9 [5]	28,0 [5]
Total		600,3		2 017,0		1 039,8	60,5	39,8

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.
2. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
3. Le coût total du projet est estimé à 403,6 M$ US. Les produits prévus s'élèvent à 19,7 M$ US et le BAIIA ajusté prévu, à 9,1 M$ US, convertis à un taux de 1,2988.
4. CAÉ pour 300 MW.
5. Le coût total du projet est estimé à 397,0 M$ US. Les produits prévus s'élèvent à 23,6 M$ US et le BAIIA ajusté prévu, à 18,3 M$ US, convertis à un taux de 1,2988.
6. Le contrat de couverture du prix de l'électricité est comptabilisé comme un dérivé financier à la juste valeur par le biais du résultat net.

Foard City

- Le 27 septembre 2019, la Société a procédé à la mise en service commerciale du parc éolien Foard City de 350,3 MW, un projet composé de 139 éoliennes GE, réparties sur 31 449 acres dans le comté de Foard au Texas. Le parc éolien bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 12 ans avec Vistra Energy portant sur 300 MW de sa puissance installée totale. Le reste de la production du projet recevra un prix à la valeur du marché.
- Parallèlement à la mise en service, le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 236,4 M$ US (312,2 M$) a été remboursé à l'aide du produit de la contrepartie reçue de l'investisseur participant au partage fiscal de 282,3 M$ US (372,7 M$). L'emprunt lié à la construction totalisant 23,4 M$ US (30,9 M$) a été converti en une facilité de prêt à terme de 7 ans.
- Le projet bénéficiera de la totalité des CIP, représentant 25,00 $ US par MWh d'électricité produite pour les 10 premières années d'exploitation; ce qui s'établit à environ 32,6 M$ US (42,3 M$) par année après impôt ajusté à l'inflation annuellement et qui, jumelé aux autres attributs fiscaux, supportera le financement au partage fiscal de 282,3 M$ US (372,7 M$).
- Le parc éolien Foard City devrait produire une moyenne à long terme brute d'environ 1 303 GWh et générer des produits annuels prévus d'environ 19,7 M$ US (25,6 M$) et un BAIIA ajusté annuel prévu d'environ 9,1 M$ US (11,8 M$), compte non tenu de l'apport de paiements à l'utilisation.
- Les coûts de construction finaux se sont établis à 404,6 M$ US (525,6 M$).

Phoebe

- Le 19 novembre 2019, la Société a annoncé la mise en service complète du parc solaire Phoebe de 250 MW, un projet composé de 768 000 panneaux solaires photovoltaïques à couches minces de la série 6 de First Solar situé sur un terrain d'environ 3 500 acres dans le comté de Winkler, au Texas. Le parc solaire bénéficie d'un contrat de couverture du prix de l'électricité à prix fixe de 12 ans portant sur 89 % de l'électricité produite. Le reste de la production du projet recevra un prix à la valeur du marché.
- Parallèlement à la mise en service, le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 176,2 M$ US (232,6 M$) a été remboursé à l'aide du produit de la contrepartie reçue de l'investisseur participant au partage fiscal de 184,6 M$ US (244,3 M$). Une partie de la facilité d'emprunt lié à la construction totalisant 115,9 M$ US (152,9 M$) a été convertie en une facilité de prêt à terme de 7 ans.
- Le projet est admissible à un crédit d'impôt à l'investissement (« CII ») fédéral d'environ 30 % des coûts du projet, qui a été alloué à 99 % à l'investisseur participant au partage fiscal du projet au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019.
- Les prévisions antérieures, qui prévoyaient une PMLT brute estimée annuelle de 738,0 GWh, des produits annuels d'environ 25,6 M$ US (33,2 M$) et un BAIIA ajusté annuel d'environ 19,6 M$ US (25,5 M$), ont été revues pour tenir compte de divers facteurs de production, notamment le fait que, depuis le 1er octobre 2019, les produits tirés de Phoebe sont comptabilisés sur une base commerciale (se reporter à la rubrique « Couverture du prix de l'électricité » ci-après). La PMLT brute estimée annuelle s'élève maintenant à 713,7 GWh, tandis que les produits projetés et le BAIIA ajusté s'élèvent à 26,9 M$ US (34,9 M$) et à 21,6 M$ US (28,0 M$) en moyenne pour les 5 premières années d'exploitation, respectivement, sous réserve de la volatilité des prix nodaux locaux.
- Les coûts de construction finaux se sont élevés à 397,3 M$ US (516,0 M$).

Couverture du prix de l'électricité

Par l'entremise de son acquisition du projet solaire Phoebe le 2 juillet 2018, Innergex a acquis un contrat de couverture du prix de l'électricité de 12 ans, en vigueur du 1er juillet 2019 au 30 juin 2031. À la date d'acquisition, la couverture du prix de l'électricité était évaluée à sa juste valeur de 16,1 M$ US (21,2 M$). À cette date, elle a été désignée aux fins de la comptabilité de couverture. Les variations ultérieures de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité ont principalement été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global. Pour déterminer la juste valeur de la couverture de l'électricité de Phoebe et soutenir le test d'efficacité de la couverture à des fins de comptabilité de couverture, les prix à terme du réseau ERCOT South et du nœud de Phoebe étaient nécessaires; cependant, les prix du marché à terme cotés du réseau étaient restreints et les prix à terme du nœud n'étaient pas disponibles. Le risque de différentiel de prix entre le réseau et le nœud (ou le « risque différentiel de base ») avait été considéré comme négligeable à cette fin. Le projet Phoebe a commencé à générer de l'électricité en juin 2019, et le projet a commencé à générer de l'électricité en vertu de la couverture du prix de l'électricité le 1er juillet 2019. Bien que le différentiel de base s'est comporté relativement comme prévu au cours des premiers mois de production, des preuves que les variations de prix du nœud de Phoebe n'étaient pas en étroite concordance avec les variations de prix du réseau ERCOT South se sont matérialisées en octobre 2019. À la lumière de ces nouvelles informations, la direction a révisé sa méthodologie de calcul des prix du nœud à terme au cours du quatrième trimestre de 2019, afin de refléter plus fidèlement le risque différentiel de base; par conséquent, la couverture de l'électricité de Phoebe ne répondait plus aux critères d'efficacité de la couverture.

Étant donné que les opérations prévues sont toujours susceptibles de se produire, le cumul des variations de la juste valeur totalisant 36,5 M$ au 31 décembre 2019, comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global à la date de cessation de la relation de couverture, demeure et sera reclassé dans les produits sur la durée restante de la couverture du prix de l'électricité. Les variations ultérieures de la juste valeur de l'instrument dérivé seront comptabilisées au compte consolidé de résultat, à titre de perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers. Depuis le 1er octobre 2019, les règlements effectués dans le cadre de la couverture du prix de l'électricité n'ont donc plus d'incidence sur les produits. Ainsi, les produits tirés du parc solaire Phoebe sont comptabilisés sur une base commerciale et soumis à la volatilité des prix nodaux locaux.

Couverture de base
Comme décrit ci-dessus, le risque différentiel de base entre les prix du réseau ERCOT South et du nœud de Phoebe a été initialement considéré comme négligeable. Toutefois, afin de protéger le rendement du projet en cas de changement dans la dynamique des prix prévue pour le réseau et le nœud, et compte tenu de la congestion actuelle du transport d'électricité au Texas, qui élargit le risque différentiel de base à de nombreux endroits, la société a conclu, le 2 août 2019, un contrat de couverture de base de 2 ans, en vigueur du 1er novembre 2019 au 31 décembre 2021.

En vertu du contrat de couverture de base, Innergex échange les prix du réseau ERCOT South et du nœud de Phoebe contre une quantité horaire contractuelle de 100 MW, pendant 16 heures par jour. Comme le confirment les études réalisées par les consultants externes d'Innergex avant la réalisation de la transaction, la couverture de base a été conçue pour protéger le risque de base associé à la couverture de l'électricité pendant la période de production quotidienne, alors que le risque en dehors de cette période de production devait être limité.

Toutefois, pour la période du 1er novembre 2019 au 31 décembre 2019, contrairement aux prévisions initiales, le projet a été exposé à d'importants différentiels de base défavorables en dehors des heures de production, ce qui a entraîné une perte réalisée de 11,7 M$ pour la période enregistrée dans le compte de suivi du projet[1], qui a réduit le passif financier dérivé au 31 décembre 2019.

La couverture de base est comptabilisée à la juste valeur, et les variations ultérieures sont comptabilisées au compte consolidé de résultat, à titre de perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés. La variation de la juste valeur comptabilisée à titre de perte nette latente sur instruments financiers dérivés s'est chiffrée à 48,0 M$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

[1] Les projets d'énergie renouvelable qui vendent de l'électricité dans le cadre d'une structure de couverture de l'électricité ou de couverture de base sont exposés à des risques de décalage principalement attribuables 1) au risque d'une insuffisance de l'énergie réellement produite par rapport à la quantité horaire contractuelle dans le cadre des couvertures et 2) au risque de différentiel de prix entre les prix du réseau et du nœud et les prix fixes par MW d'électricité prévus aux contrats. Pour couvrir ce décalage défavorable temporaire, la contrepartie fournit au projet un compte de suivi, soit un prêt de fonds de roulement qui est remboursé avec un décalage favorable ultérieur.

Activités d'exploitation

Glen Miller
Le 15 juin 2019, une inondation s'est produite à la centrale hydroélectrique Glen Miller, en Ontario. Les activités ont été interrompues pendant quelques semaines et ont repris à la mi-juillet. Une provision de 1,5 M$ a été comptabilisée dans les autres charges pour les sorties de trésorerie potentielles liées à cet événement, y compris les pénalités contractuelles.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Production d'électricité

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante de 2018.

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre					
	2019			2018		
Secteur de l'énergie	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDROÉLECTRIQUE						
Québec	162 604	181 486	90 %	172 318	181 486	95 %
Ontario	21 937	21 212	103 %	22 625	21 212	107 %
Colombie-Britannique	235 450	372 987	63 %	333 194	372 988	89 %
États-Unis	2 212	5 223	42 %	1 897	5 223	36 %
Total partiel	422 203	580 908	73 %	530 034	580 909	91 %
ÉOLIEN						
Québec[2]	658 213	671 037	98 %	659 210	595 124	111 %
France	241 589	214 319	113 %	199 116	214 319	93 %
États-Unis[3]	338 353	331 840	102 %	—	—	— %
Total partiel	1 238 155	1 217 196	102 %	858 326	809 443	106 %
SOLAIRE						
Ontario	5 179	5 621	92 %	4 849	5 661	86 %
États-Unis[4]	128 266	131 357	98 %	2 857	3 732	77 %
Total partiel	133 445	136 978	97 %	7 706	9 393	82 %
Total	1 793 803	1 935 082	93 %	1 396 066	1 399 745	100 %
GÉOTHERMIE[5]						
Islande	—	—	— %	351 642	319 740	110 %

1. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue du tableau de production.
2. La production et la PMLT reflètent la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier le 24 octobre 2018. Les PMLT ont été revues au moment de l'acquisition.
3. Le projet éolien Foard City a été mis en service le 27 septembre 2019.
4. Le projet solaire Phoebe a été mis en service le 19 novembre 2019. Avant cette date, les blocs de modules ont graduellement produit de l'énergie. Pendant la période de production graduelle, les PMLT correspondaient à la production; depuis la mise en service, les PMLT régulières sont utilisées.
5. La production et la PMLT étaient de néant pour la période en 2019, contre une période complète en 2018.

Dans l'ensemble, les centrales **hydroélectriques** ont produit 73 % de leur PMLT, en raison surtout :

- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans les centrales de la Colombie-Britannique;
- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans certaines centrales du Québec.

Dans l'ensemble, les parcs **éoliens** ont produit 102 % de leur PMLT, en raison :

- des régimes éoliens supérieurs à la moyenne en France;
- des régimes éoliens supérieurs à la moyenne aux États-Unis.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec.

Dans l'ensemble, les parcs **solaires** ont produit 97 % de leur PMLT, principalement en raison :

- de l'ensoleillement inférieur à la moyenne aux États-Unis.

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 s'est élevée à 1 793 803 MWh, par rapport à 1 396 066 MWh pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 28 % est attribuable principalement :

- à l'apport du parc éolien Foard City mis en service le 27 septembre 2019;
- à l'électricité produite et vendue par le parc solaire Phoebe pendant l'accroissement progressif de la production et l'achèvement ultérieur des activités de mise en service le 19 novembre 2019;
- à l'accroissement de la production en France.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans les centrales de la Colombie-Britannique.

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante de 2018.

	Périodes de douze mois closes les 31 décembre					
	2019			2018		
Secteur de l'énergie	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDROÉLECTRIQUE						
Québec	664 458	699 930	95 %	664 640	699 930	95 %
Ontario	67 708	74 544	91 %	73 228	74 544	98 %
Colombie-Britannique	1 874 094	2 195 892	85 %	2 042 452	2 195 892	93 %
États-Unis	37 702	46 800	81 %	44 793	46 800	96 %
Total partiel	2 643 962	3 017 166	88 %	2 825 113	3 017 166	94 %
ÉOLIEN						
Québec[2]	2 436 638	2 311 600	105 %	1 539 420	1 471 005	105 %
France	724 267	739 693	98 %	660 675	734 752	90 %
États-Unis[3]	381 684	375 171	102 %	—	—	— %
Total partiel	3 542 589	3 426 464	103 %	2 200 095	2 205 757	100 %
SOLAIRE						
Ontario	39 387	37 102	106 %	39 263	37 363	105 %
États-Unis[4]	283 684	289 438	98 %	22 026	23 330	94 %
Total partiel	323 071	326 540	99 %	61 289	60 693	101 %
Total	6 509 622	6 770 170	96 %	5 086 497	5 283 616	96 %
GÉOTHERMIE[5]						
Islande	545 424	505 395	108 %	1 196 939	1 154 348	104 %

1. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue du tableau de production.
2. La production et la PMLT reflètent la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier le 24 octobre 2018. Les PMLT ont été revues au moment de l'acquisition.
3. Production et PMLT du parc éolien Foard City pour la période du 27 septembre 2019 au 31 décembre 2019.
4. Le projet solaire Phoebe a été mis en service le 19 novembre 2019. Avant cette date, les blocs de modules ont graduellement produit de l'énergie. Pendant la période de production graduelle, les PMLT correspondaient à la production; depuis la mise en service, les PMLT régulières sont utilisées.
5. Production et PMLT pour la période du 1er janvier 2019 au 23 mai 2019, contre une période allant du 6 février au 31 décembre 2018.

Dans l'ensemble, les centrales **hydroélectriques** ont produit 88 % de leur PMLT, en raison surtout :

- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans la plupart des centrales de la Colombie-Britannique;
- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans certaines centrales du Québec.

Dans l'ensemble, les parcs **éoliens** ont produit 103 % de leur PMLT, en raison :

- des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au Québec;
- des régimes éoliens supérieurs à la moyenne aux États-Unis.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France pour les trois premiers trimestres, lesquels ont été contrebalancés en partie par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au quatrième trimestre.

Dans l'ensemble, les parcs **solaires** ont produit 99 % de leur PMLT, principalement en raison :

- de l'ensoleillement inférieur à la moyenne aux États-Unis.

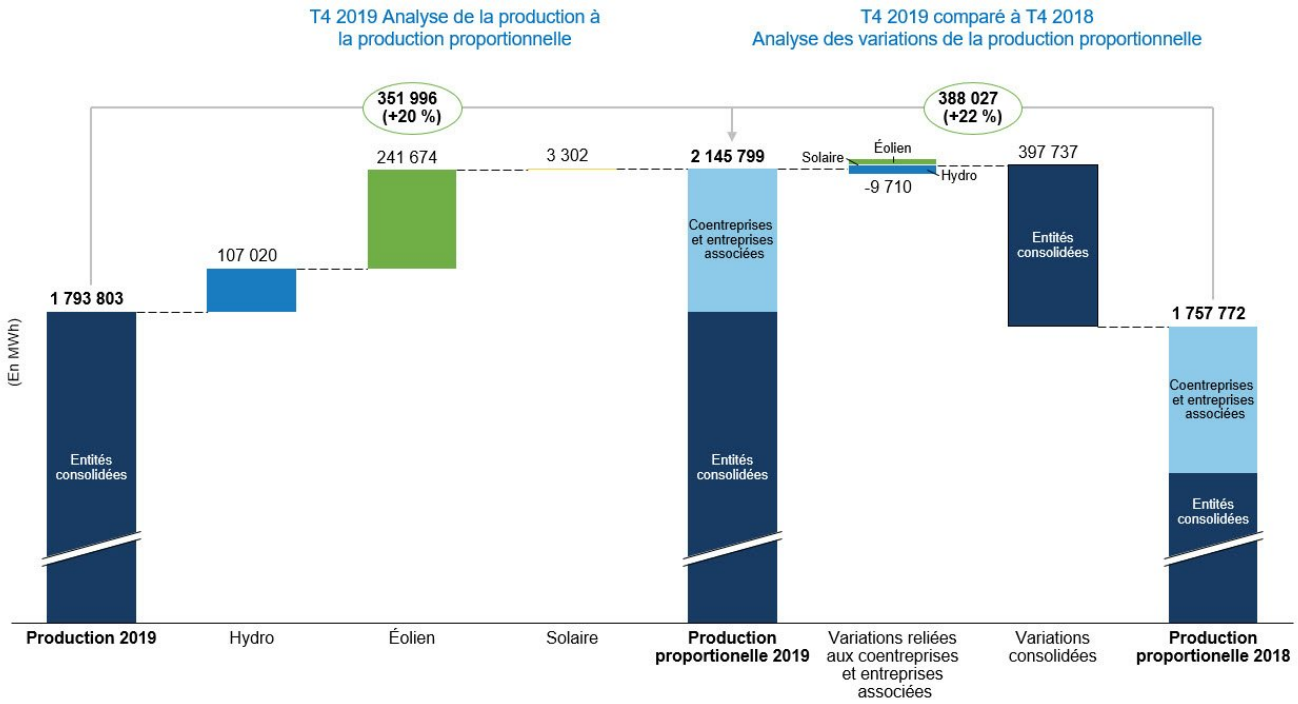
La production pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 s'est établie à 6 509 622 MWh, par rapport à 5 086 497 MWh pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 28 % est attribuable principalement :

- à l'apport de la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en 2018;
- à l'apport du parc éolien Foard City mis en service le 27 septembre 2019;
- à l'électricité produite et vendue par le parc solaire Phoebe pendant l'accroissement progressif de la production et l'achèvement ultérieur des activités de mise en service le 19 novembre 2019;
- à l'amélioration des régimes éoliens en France.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans la plupart des centrales de la Colombie-Britannique.

Production proportionnelle[1]



1. La production proportionnelle est un « indicateur du rendement clé » pour la Société, qui ne peut faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

La production proportionnelle des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 107 020 MWh (89 % de leur PMLT) au quatrième trimestre de 2019, en baisse de 19 % comparativement à 131 567 MWh (110 % de leur PMLT) au même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport moins élevé des centrales du Chili en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne;
- de l'apport moins élevé de la centrale de l'Ontario en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne.

La production proportionnelle des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées s'est établie à 241 674 MWh (99 % de leur PMLT) au quatrième trimestre de 2019, en hausse de 6 % par rapport à 226 936 MWh (93 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport plus élevé des parcs éoliens Shannon et Flat Top au Texas;
- de l'apport plus élevé du parc éolien Dokie en Colombie-Britannique.

La production proportionnelle du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 3 302 MWh (90 % de sa PMLT) au quatrième trimestre de 2019, par rapport à 3 203 MWh (87 % de sa PMLT) à la même période l'an dernier.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

La production proportionnelle des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 599 527 MWh (98 % de leur PMLT) pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, en hausse de 11 % par rapport à 539 735 MWh (99 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018;
- de l'apport plus élevé des centrales de la Colombie-Britannique.

La production proportionnelle des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées s'est établie à 899 509 MWh (98 % de leur PMLT) pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, en hausse de 23 % par rapport à 729 002 MWh (95 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport du parc éolien Flat Top mis en service le 23 mars 2018;
- de l'apport de l'acquisition d'Alterra réalisée le 6 février 2018.

La production proportionnelle du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 13 100 MWh (91 % de sa PMLT) pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, en hausse de 102 % par rapport à 6 499 MWh (90 % de sa PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'ajout du parc solaire Pampa Elvira, qui faisait partie de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018.

Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre[1]			
	2019	2018	Variation		2019	2018	Variation	
Produits	143 116	138 252	4 864	4 %	557 042	481 418	75 624	16 %
Charges d'exploitation	26 308	23 080	3 228	14 %	98 455	84 724	13 731	16 %
Frais généraux et administratifs	11 235	7 317	3 918	54 %	36 507	27 796	8 711	31 %
Charges liées aux projets potentiels	2 240	4 585	(2 345)	(51) %	12 905	16 719	(3 814)	(23) %
BAIIA ajusté[2]	103 333	103 270	63	— %	409 175	352 179	56 996	16 %
Marge du BAIIA ajusté[2]	72,2 %	74,7 %			73,5 %	73,2 %		
Charges financières	61 062	55 020	6 042	11 %	231 766	195 834	35 932	18 %
Autres (produits) charges, montant net	(102 004)	6 864	(108 868)	(1 586) %	(104 643)	12 183	(116 826)	(959) %
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	53 021	42 285	10 736	25 %	194 579	151 256	43 323	29 %
Dépréciation de frais de développement de projets	8 184	—	8 184	— %	8 184	—	8 184	— %
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées[3]	(27 276)	(37 320)	10 044	(27) %	(36 469)	(47 596)	11 127	(23) %
Perte nette latente (profit net latent) sur les instruments financiers	40 708	(9 061)	49 769	(549) %	49 933	(12 958)	62 891	(485) %
Charge d'impôt	117 687	26 666	91 021	341 %	118 851	27 245	91 606	336 %
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies	(48 049)	18 816	(66 865)	(355) %	(53 026)	26 215	(79 241)	(302) %
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées	644	(4 575)	5 219	(114)%	21 815	(497)	22 312	(4 489) %
(Perte nette) bénéfice net	(47 405)	14 241	(61 646)	(433) %	(31 211)	25 718	(56 929)	(221) %
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	(46 158)	13 690	(59 848)	(437) %	(28 041)	31 140	(59 181)	(190) %
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 247)	551	(1 798)	(326) %	(3 170)	(5 422)	2 252	(42) %
	(47 405)	14 241	(61 646)	(433) %	(31 211)	25 718	(56 929)	(221) %
(Perte nette) bénéfice net par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires, de base et dilué(e) ($)	(0,35)	0,11			(0,40)	0,20		
(Perte nette) bénéfice net par action attribuable aux propriétaires, de base et dilué(e) ($)	(0,34)	0,11			(0,25)	0,19		

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.
2. Le BAIIA ajusté et la marge du BAIIA ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
3. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société.

Produits

En hausse de 4 %, à 143,1 M$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
En hausse de 16 %, à 557,0 M$, pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre			Périodes de douze mois closes les 31 décembre		
Secteur de l'énergie	2019	2018	Variation	2019	2018	Variation
Hydroélectrique	39 949	53 348	(13 399)	218 918	238 724	(19 806)
Éolien	92 927	82 510	10 417	304 724	223 579	81 145
Solaire	10 240	2 394	7 846	33 400	19 115	14 285
Produits	143 116	138 252	4 864	557 042	481 418	75 624

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

La diminution des produits tirés du secteur de la production **hydroélectrique** est principalement attribuable :

- à la baisse de la production dans les centrales de la Colombie-Britannique;
- à la baisse des prix de vente moyens et à la baisse de la production dans certaines centrales du Québec.

L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **éolienne** s'explique principalement par :

- la mise en service du parc éolien Foard City au Texas le 27 septembre 2019;
- l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens en France et au Québec découlant de la hausse de la production.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse des produits du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n attribuable à la diminution de la production.

L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **solaire** est attribuable presque essentiellement :

- à l'électricité produite et vendue par le parc solaire Phoebe pendant l'accroissement progressif de la production et l'achèvement ultérieur des activités de mise en service le 19 novembre 2019.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

La diminution des produits tirés du secteur de la production **hydroélectrique** est principalement attribuable :

- à la diminution des produits générés en Colombie-Britannique découlant de l'incidence défavorable nette de la baisse de la production sur la hausse des prix de vente moyens de certaines centrales;
- à la diminution des produits générés au Québec découlant de la baisse des prix de vente moyens de certaines centrales.

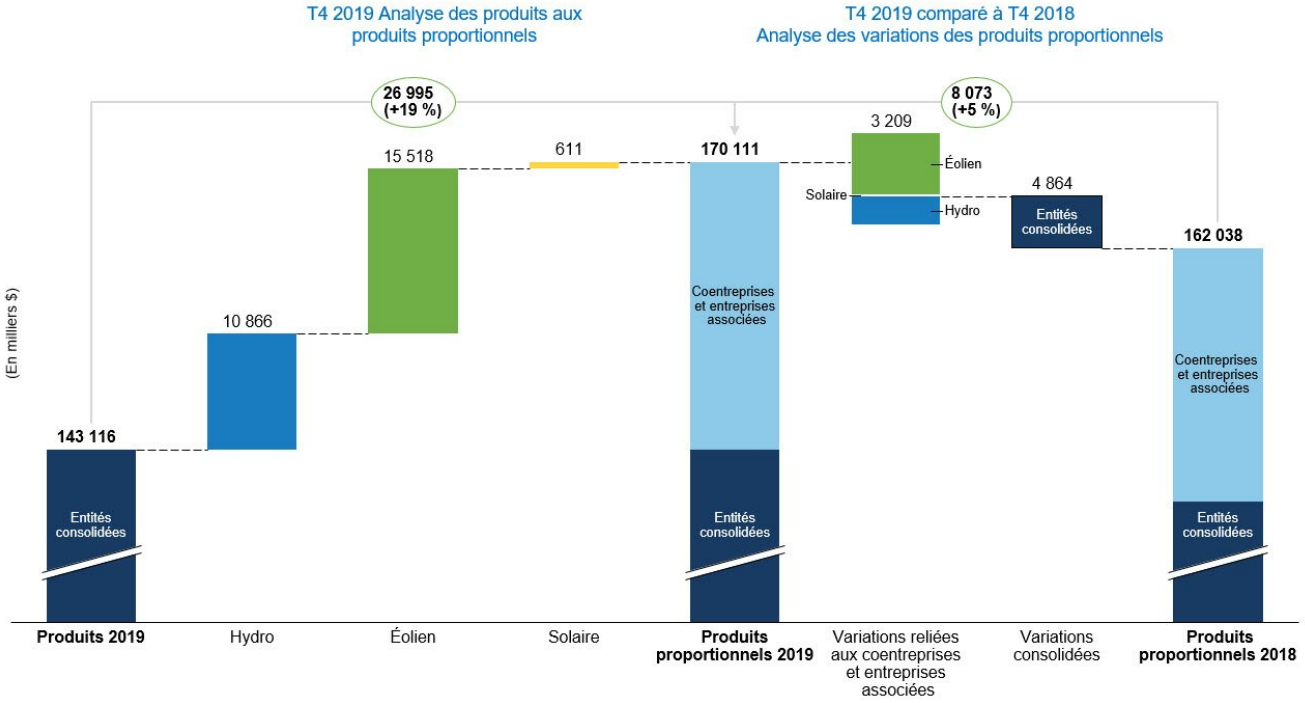
L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **éolienne** s'explique principalement par :

- la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en octobre 2018;
- l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens en France découlant de la hausse de la production;
- de l'apport du parc éolien Foard City depuis sa mise en service le 27 septembre 2019.

L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **solaire** est attribuable presque essentiellement :

- à l'électricité produite et vendue par le parc solaire Phoebe pendant l'accroissement progressif de la production et l'achèvement ultérieur des activités de mise en service le 19 novembre 2019.

Produits proportionnels[1]



1. Les produits proportionnels ne sont pas une mesure reconnue par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

Les **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 10,9 M$ pour le quatrième trimestre de 2019, en baisse de 20 % comparativement à un apport de 13,6 M$ au même trimestre l'an dernier, en raison essentiellement :

- de la baisse des produits générés par les centrales au Chili découlant surtout de la diminution de la production.

Les **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 15,5 M$ pour le quatrième trimestre de 2019, en hausse de 59 %, comparativement à 9,7 M$ au même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport plus élevé des parcs éoliens Shannon et Flat Top au Texas découlant des prix nodaux favorables, qui s'expliquent en partie par un ajustement annuel, et de la production;
- de l'augmentation de la production du parc éolien Dokie en Colombie-Britannique.

Le **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées a généré des produits proportionnels de 0,6 M$ pour le quatrième trimestre de 2019, comparativement à 0,5 M$ au même trimestre l'an dernier.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

Les **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 64,8 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, en hausse de 20 % comparativement à 53,8 M$ à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018;
- de l'augmentation des produits générés par les centrales en Colombie-Britannique découlant de l'augmentation de la production en raison de leur emplacement favorable, combinée à la hausse des prix de vente.

Les **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 37,0 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, en hausse de 30 % comparativement à 28,6 M$ à la même période l'an dernier, en raison surtout :

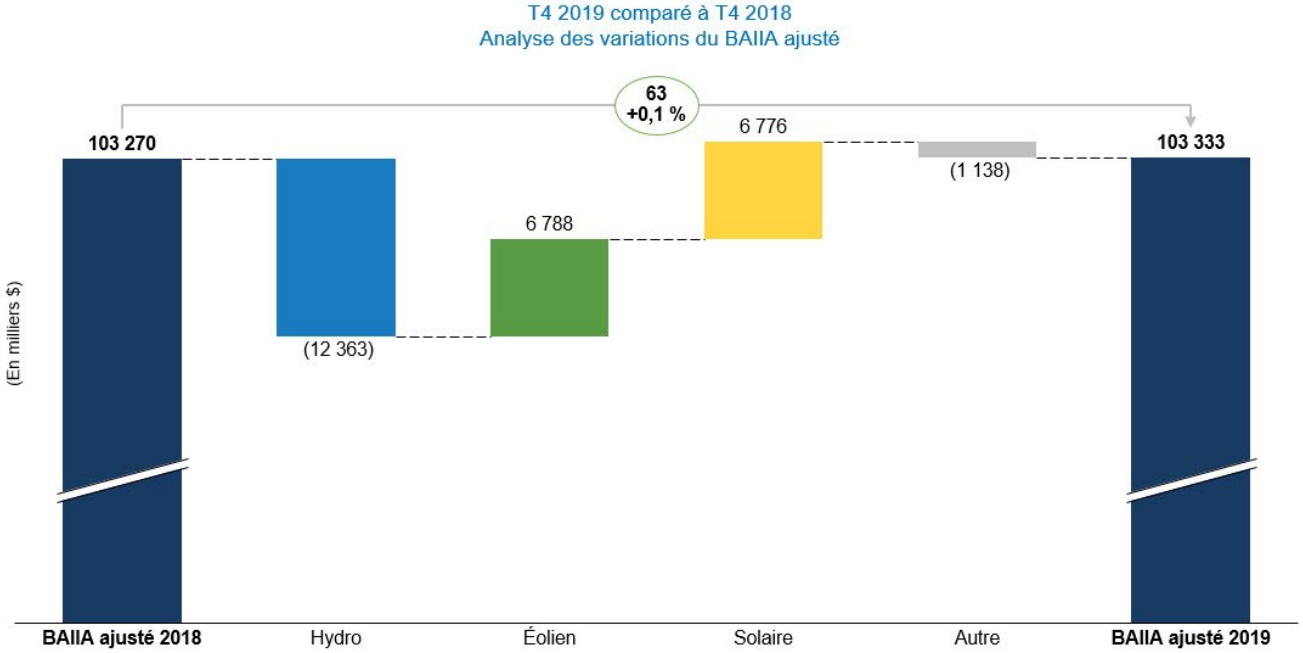
- de la hausse de la production du parc éolien Flat Top mis en service le 23 mars 2018;
- de la hausse du prix de vente moyen des parcs éoliens Shannon et Flat Top;
- de l'apport de l'acquisition d'Alterra réalisée le 6 février 2018.

Le **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées a généré des produits proportionnels de 2,1 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, en hausse de 140 % comparativement à 0,9 M$ à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'ajout du parc solaire Pampa Elvira, qui faisait partie de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018.

BAIIA ajusté[1]

Stable à 103,3 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
En hausse de 16 %, à 409,2 M$, pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019



1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

La diminution du BAIIA ajusté du secteur de la production **hydroélectrique** est principalement attribuable :

- à la baisse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique découlant de l'incidence défavorable nette de la diminution de la production malgré la baisse des charges d'exploitation, laquelle s'explique par le règlement favorable de la réclamation relative aux droits d'utilisation de l'eau;
- à la baisse des produits générés par les centrales du Québec.

L'augmentation du BAIIA ajusté du secteur de la production **éolienne** est principalement attribuable :

- à l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens en France découlant de la hausse de la production;
- à la mise en service du parc éolien Foard City au Texas le 27 septembre 2019;
- à l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens du Québec découlant de la hausse de la production.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse des produits du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n attribuable à la diminution de la production.

L'augmentation du BAIIA ajusté du secteur de la production **solaire** est principalement attribuable :

- à l'électricité produite et vendue par le parc solaire Phoebe pendant l'accroissement progressif de la production et l'achèvement ultérieur des activités de mise en service le 19 novembre 2019.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

La diminution du BAIIA ajusté du secteur de la production **hydroélectrique** est principalement attribuable :

- à la baisse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique découlant de l'incidence défavorable nette de la diminution de la production malgré la hausse des prix de vente moyens et la baisse des charges d'exploitation, laquelle s'explique par la réclamation relative aux droits d'utilisation de l'eau;
- à la diminution des produits générés par les centrales du Québec.

L'augmentation du BAIIA ajusté du secteur de la production **éolienne** est principalement attribuable :

- à l'augmentation des produits au Québec, en raison surtout de la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en octobre 2018;
- à l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens en France découlant de la hausse de la production;
- à l'apport du parc éolien Foard City depuis sa mise en service le 27 septembre 2019.

L'augmentation du BAIIA ajusté du secteur de la production **solaire** est principalement attribuable :

- à l'électricité produite et vendue par le parc solaire Phoebe pendant l'accroissement progressif de la production et l'achèvement ultérieur des activités de mise en service le 19 novembre 2019.

L'augmentation des autres charges d'exploitation, charges générales et administratives et charges liées aux projets potentiels est surtout attribuable :

- à la hausse des frais généraux et administratifs liée aux acquisitions et aux investissements réalisés en 2018.

Cet élément a été en grande partie contrebalancé par :

- un recouvrement des charges liées aux projets potentiels engagées antérieurement dans le cadre du projet hydroélectrique Innavik et transférées aux coentreprises en échange de parts privilégiées de la société en commandite en vertu d'une entente de transfert d'actifs conclue entre les parties.

Marge du BAIIA ajusté[1]

En baisse, de 74,7 % à 72,2 %, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
En hausse, de 73,2 % à 73,5 %, pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019

La diminution pour la période de trois mois s'explique essentiellement par :

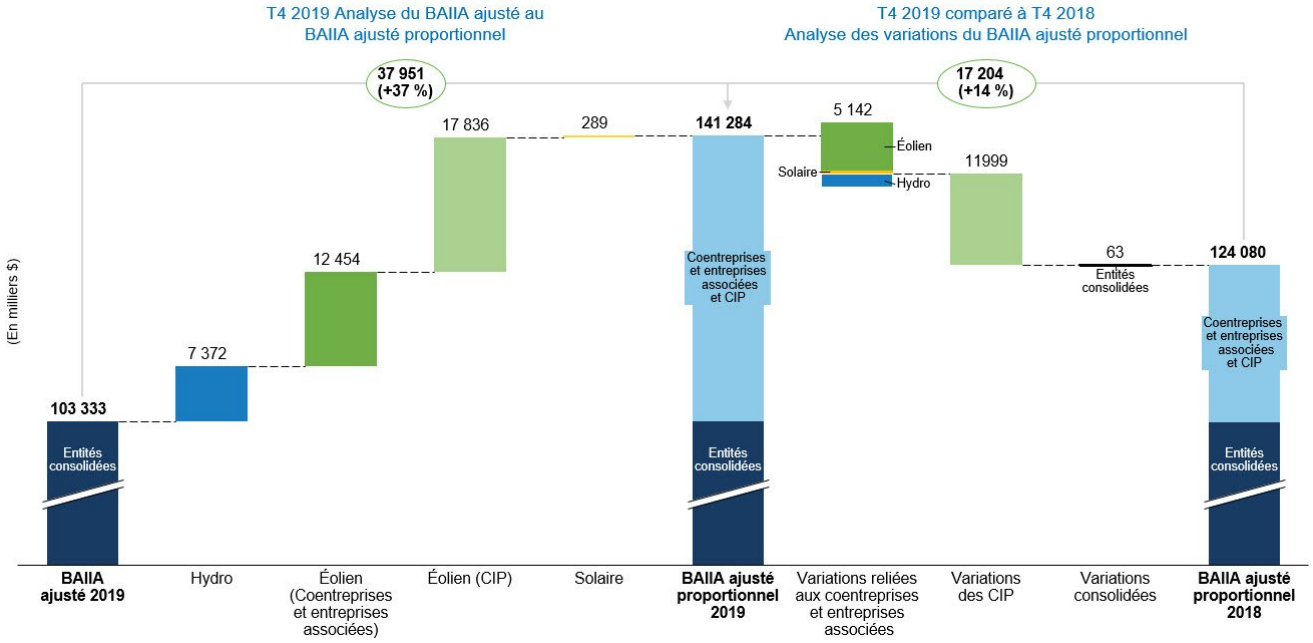
- la baisse de la production des centrales hydroélectriques;
- la baisse des produits générés par le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n découlant de la diminution de la production.

L'augmentation pour la période de douze mois s'explique essentiellement par :

- les changements apportés à la composition des secteurs étant donné que la production éolienne et solaire représente maintenant un plus grand pourcentage du BAIIA ajusté. Le rendement des produits des activités éoliennes et solaires est habituellement meilleur que celui des activités hydroélectriques en raison des coûts d'exploitation plus faibles.

1. La marge du BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

BAIIA ajusté proportionnel[2]



2. Le BAIIA ajusté proportionnel n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

L'apport des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'élève à 7,4 M$ au quatrième trimestre de 2019, en baisse de 19 % comparativement à 9,1 M$ pour le même trimestre l'an dernier, du fait essentiellement :

- de la baisse de l'apport des centrales au Chili;
- de la baisse de l'apport de la centrale en Ontario découlant de la diminution des produits.

L'apport des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'est chiffré à 12,5 M$ pour le quatrième trimestre de 2019, en hausse de 105 % par rapport à un apport de 6,1 M$ pour le même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de la hausse des produits générés par les parcs éoliens Shannon et Flat Top.

L'apport des CIP proportionnels générés par les **parcs éoliens** s'est chiffré à 17,8 M$ au quatrième trimestre de 2019, contre un apport de 5,8 M$ pour le même trimestre l'an dernier. L'augmentation est attribuable :

- aux CIP générés par le parc éolien Foard City par suite de sa mise en service le 27 septembre 2019;
- à la hausse de la production des parcs éoliens Shannon et Flat Top.

L'apport du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel est de 0,3 M$ pour le quatrième trimestre de 2019, en hausse de 259 % par rapport à un apport négatif de 0,2 M$ pour le même trimestre l'an dernier, en raison :

- de la baisse des charges d'exploitation et de la hausse des produits.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 par rapport à la même période l'an dernier

L'apport des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'élève à 48,0 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, en hausse de 17 % comparativement à 41,2 M$ pour la même période l'an dernier, du fait essentiellement :

- de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018;
- de la hausse du BAIIA ajusté aux installations Jimmie Creek et Toba Montrose découlant de l'augmentation des produits.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse de l'apport de la centrale en Ontario découlant de la diminution des produits.

L'apport des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'établit à 21,6 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, en hausse de 31 % par rapport à 16,5 M$ pour la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de la hausse des produits générés par les parcs éoliens Shannon et Flat Top;
- de la hausse de l'apport du parc éolien Dokie.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la hausse globale des charges d'exploitation des parcs éoliens des coentreprises et des entreprises associées.

L'apport des CIP proportionnels générés par les **parcs éoliens** s'est chiffré à 37,1 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, contre un apport de 19,1 M$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation est attribuable :

- à la hausse de la production des parcs éoliens Shannon et Flat Top;
- aux CIP générés par le parc éolien Foard City par suite de sa mise en service le 27 septembre 2019.

L'apport du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel est de 1,0 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, par rapport à un apport négatif de 0,2 M$ pour la même période l'an dernier. Le parc solaire Pampa Elvira faisait partie de l'investissement dans Energía Llaima en juillet 2018.

Charges financières

En hausse de 11 %, à 61,1 M$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
En hausse de 18 %, à 231,8 M$, pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019

L'augmentation pour la période de trois mois est principalement attribuable :

- aux charges d'intérêts associées aux emprunts et au financement de partage fiscal liés aux projets de Phoebe et de Foard City;
- à la hausse des charges d'intérêts découlant du placement des débentures convertibles à 4,65 % en septembre 2019;
- à la hausse des charges d'intérêts sur les obligations locatives (adoption d'IFRS 16).

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- le refinancement des emprunts du parc éolien Yonne à moindre taux d'intérêt;
- les intérêts sur le prêt-relais temporaire, qui a été remboursé en totalité au deuxième trimestre de 2019.

L'augmentation pour la période de douze mois est principalement attribuable :

- aux charges d'intérêts liées aux acquisitions et aux investissements réalisés en 2018;
- aux charges d'intérêts associées aux emprunts et au financement de partage fiscal liés aux projets de Phoebe et de Foard City.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débentures convertibles de la Société était de 4,49 % au 31 décembre 2019 (4,48 % au 31 décembre 2018).

Autres (produits) charges, montant net

Produits de 102,0 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
Produits de 104,6 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019

Les autres produits, montant net, pour la période de trois mois sont principalement attribuables :

- aux attributs fiscaux liés aux investisseurs participant au partage fiscal des parcs solaires Foard City et Phoebe, qui ont principalement trait à l'amortissement fiscal accéléré comptabilisé en vertu du système de recouvrement accéléré des coûts modifié des États-Unis (Modified Accelerated Cost Recovery System ou « MACRS »);
- aux CIP générés par le parc éolien Foard City;
- aux pénalités à recevoir pour livraison tardive, par l'entrepreneur, de certaines étapes importantes du parc solaire Phoebe;
- au profit découlant de la modification de la dette relative au refinancement du projet Stardale.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- la perte de change découlant de la réévaluation des actifs et passifs monétaires.

Les autres produits, montant net, pour la période de douze mois sont principalement attribuables :

- aux attributs fiscaux liés aux investisseurs participant au partage fiscal des parcs solaires Foard City et Phoebe, qui ont principalement trait à l'amortissement fiscal accéléré comptabilisé en vertu du MACRS des États-Unis;
- aux CIP générés par le parc éolien Foard City;
- aux pénalités à recevoir pour livraison tardive, par l'entrepreneur, de certaines étapes importantes du parc solaire Phoebe;

- aux contrats de change à terme EUR/CAD réglés à des conditions favorables au cours de la période, entraînant un profit réalisé;
- au profit découlant de la modification de la dette relative au refinancement du projet Stardale.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- les coûts de restructuration liés à la centralisation des fonctions comptables au siège social;
- la provision pour pénalité liée à l'inondation à l'installation de Glen Miller au deuxième trimestre de 2019;
- les dommages-intérêts en vertu de certains contrats d'achat d'électricité en Colombie-Britannique;
- la perte de change découlant de la réévaluation des actifs et passifs monétaires.

Amortissements

En hausse de 25 %, à 53,0 M$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
En hausse de 29 %, à 194,6 M$, pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019

L'augmentation pour les périodes de trois mois et de douze mois est principalement attribuable :

- à la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier;
- aux amortissements du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe depuis leur mise en service;
- à l'amortissement des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux obligations locatives (adoption d'IFRS 16).

Dépréciation des frais de développement de projets

- Au 31 décembre 2019, la Société a effectué des tests de dépréciation annuels à l'égard des frais de développement de projets. Compte tenu des résultats de ces tests, une perte de valeur de 8,2 M$ a été comptabilisée au titre du projet Boswell qui comporte des incertitudes quant au calendrier et à la rentabilité de son développement. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, aucune perte de valeur n'a été comptabilisée.

Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées

Quote-part du bénéfice de 27,3 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, comparativement à une quote-part du bénéfice de 37,3 M$ pour la période correspondante de 2018
Quote-part du bénéfice de 36,5 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, comparativement à une quote-part du bénéfice de 47,6 M$ pour la période correspondante de 2018

La diminution de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées attribuée à Innergex pour la période de trois mois est principalement attribuable :

- à un ajustement cumulé lié au reclassement du financement de partage fiscal à titre de passif financier au cours du quatrième trimestre de 2019 et du trimestre comparatif, affectant simultanément le montant du bénéfice auparavant alloué à l'investisseur participant au partage fiscal;
- à la perte attribuée à Innergex de la coentreprise Energía Llaima, par rapport à un bénéfice attribué à Innergex en 2018.

La diminution a en partie été contrebalancée par :

- une augmentation du bénéfice attribué à Innergex du projet éolien Flat Top, qui découle d'un ajustement annuel et d'une variation favorable des prix de l'électricité ayant une incidence sur la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité de Flat Top, contrebalancée en partie par la diminution des attributs fiscaux liés à l'investisseur participant au partage fiscal, qui ont trait à l'amortissement fiscal accéléré comptabilisé en vertu du MACRS des États-Unis, lesquels sont principalement attribués au cours de la première année d'exploitation.

La diminution de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées attribuée à Innergex pour la période de douze mois est principalement attribuable :

- à une perte attribuée à Innergex de la centrale Umbata Falls, liée principalement à une perte latente sur instruments financiers, comparativement à un profit latent pour la période correspondante de 2018;
- à une baisse du bénéfice attribué à Innergex du parc éolien Shannon, qui découle d'une variation défavorable des prix de l'électricité ayant une incidence sur la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité de Shannon;
- à la perte attribuée à Innergex de la coentreprise Energía Llaima, par rapport à un bénéfice attribué à Innergex en 2018.

La diminution a en partie été contrebalancée par :

- une augmentation du bénéfice attribué à Innergex du projet éolien Flat Top, qui découle d'une variation favorable des prix de l'électricité ayant une incidence sur la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité de Flat Top, contrebalancée en partie par la diminution des attributs fiscaux liés à l'investisseur participant au partage fiscal, qui ont trait à l'amortissement fiscal accéléré comptabilisé en vertu du MACRS des États-Unis, lesquels sont principalement attribués au cours de la première année d'exploitation.

Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers

Perte nette latente de 40,7 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, comparativement à un profit net latent de 9,1 M$ pour la période correspondante de 2018

Perte nette latente de 49,9 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, comparativement à un profit net latent de 13,0 M$ pour la période correspondante de 2018

La Société utilise des *dérivés* pour gérer son exposition au risque de taux d'intérêt sur son financement par emprunts actuel et à venir, gérer son exposition au risque de hausse du taux de change, protégeant ainsi la valeur économique de ses installations, et gérer son exposition au risque du prix de l'électricité pour les projets qui fournissent de l'électricité à des prix variables par MWh.

La perte nette latente sur instruments financiers pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 est attribuable surtout :

- à l'incidence défavorable de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe.

Cet élément a en partie été contrebalancé par :

- l'incidence favorable de la variation de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, telle que comptabilisée directement en résultat depuis le 1er octobre 2019, par suite de la cessation de la comptabilité de couverture à cette date;
- une perte latente sur la conversion de prêts intragroupe.

La perte nette latente sur instruments financiers pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 est attribuable surtout :

- à l'incidence défavorable de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe;
- à une perte latente sur la conversion de prêts intragroupe;
- à l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- l'incidence favorable de la variation de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, telle que comptabilisée directement en résultat depuis le 1er octobre 2019, par suite de la cessation de la comptabilité de couverture à cette date;
- un profit latent sur les contrats de change à terme EUR/CAD, qui s'explique principalement par :
  - une variation favorable du taux à terme entre l'euro et le dollar canadien. Le tout a été partiellement contrebalancé par :
  - les contrats réglés pendant la période de douze mois, entraînant la comptabilisation d'un profit réalisé dans le montant net des autres (produits) charges.

Charge d'impôt

Charge d'impôt à 117,7 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019

Charge d'impôt à 118,9 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, la Société a enregistré :

- un recouvrement d'impôt exigible de 5,5 M$ (charge d'impôt exigible de 4,1 M$ pour la période correspondante de 2018);
- une charge d'impôt différé de 123,2 M$ (22,6 M$ pour la période correspondante de 2018).

Le recouvrement d'impôt exigible pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 découle surtout :

- d'une évaluation à la baisse du gain imposable lié à une opération intersociétés du fait de l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le parc solaire Phoebe; en partie contrebalancée par :
- la diminution du bénéfice imposable à la suite de la cession de la participation de la Société dans des actifs islandais.

L'augmentation de la charge d'impôt différé pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019 découle surtout :

- des attributs fiscaux et des CIP alloués aux investisseurs participant au partage fiscal dans le parc éolien Foard City et le parc solaire Phoebe, tandis que des montants moins importants avaient été alloués en 2018 aux investisseurs participant au partage fiscal par d'autres financements de partage fiscal de projets.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, la Société a enregistré :

- une charge d'impôt exigible de 16,8 M$ (8,5 M$ pour la période correspondante de 2018);
- une charge d'impôt différé de 102,0 M$ (recouvrement d'impôt différé de 18,7 M$ pour la période correspondante de 2018).

L'augmentation de la charge d'impôt exigible pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 découle surtout :

- du gain imposable se rapportant à une opération intersociétés relative à l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le parc solaire Phoebe et d'une augmentation du bénéfice imposable en France, facteurs en partie contrebalancés par :
- une diminution du bénéfice imposable à la suite de la cession de la participation de la Société dans des actifs islandais.

La hausse de la charge d'impôt différé pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019 découle surtout :

- des attributs fiscaux et des CIP alloués aux investisseurs participant au partage fiscal dans le parc éolien Foard City et le parc solaire Phoebe, tandis que des montants moins importants avaient été alloués en 2018 aux investisseurs participant au partage fiscal par d'autres financements de partage fiscal de projets.

(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies

Perte nette de 48,0 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
Perte nette de 53,0 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, la Société a enregistré une perte nette découlant des activités poursuivies de 48,0 M$ (perte nette découlant des activités poursuivies de base et diluée de 0,35 $ par action), comparativement à un bénéfice net découlant des activités poursuivies de 18,8 M$ (bénéfice net découlant des activités poursuivies de base et dilué de 0,11 $ par action) pour la période correspondante de 2018.

La variation de 66,9 M$ s'explique par :

- une augmentation de 91,0 M$ de la charge d'impôt;
- une variation défavorable de 49,8 M$ de la perte nette latente (du profit net latent) sur instruments financiers;
- une augmentation de 10,7 M$ des amortissements;
- une diminution de 10,0 M$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées;
- une dépréciation de 8,2 M$ à l'égard des frais de développement de projets;
- une augmentation de 6,0 M$ des charges financières.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une hausse de 108,9 M$ du montant net des autres produits;
- une augmentation de 0,1 M$ du BAIIA ajusté.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, la Société a enregistré une perte nette découlant des activités poursuivies de 53,0 M$ (perte nette découlant des activités poursuivies de base et diluée de 0,40 $ par action), comparativement à un bénéfice net découlant des activités poursuivies de 26,2 M$ (bénéfice net découlant des activités poursuivies de base et dilué de 0,20 $ par action) pour la période correspondante de 2018.

La variation de 79,2 M$ s'explique par :

- une augmentation de 91,6 M$ du recouvrement d'impôt;
- une variation défavorable de 62,9 M$ de la perte nette latente (du profit net latent) sur les instruments financiers;
- une augmentation de 43,3 M$ des amortissements;
- une augmentation de 35,9 M$ des charges financières;
- une diminution de 11,1 M$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées;
- une dépréciation de 8,2 M$ à l'égard des frais de développement de projets.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une augmentation de 116,8 M$ du montant net des autres produits;
- une augmentation de 57,0 M$ du BAIIA ajusté.

Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies
En hausse à 25,4 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
En hausse à 25,8 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019

Dans le cadre de son évaluation des résultats d'exploitation et pour dresser un portrait plus précis de ces derniers, la Société a recours au bénéfice net ajusté (à la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies, qui constitue un indicateur de rendement important de la Société. Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies n'est pas une mesure reconnue selon les IFRS et n'a pas de signification prescrite par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

Incidence des instruments financiers sur (la perte nette) le bénéfice net	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies	(48 049)	18 816	(53 026)	26 215
Ajouter (déduire) :				
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	40 708	(9 061)	49 933	(12 958)
(Profit réalisé) perte réalisée sur instruments financiers	(241)	6 914	(2 662)	6 092
Dépréciation de frais de développement de projets	8 184	—	8 184	—
(Recouvrement) charge d'impôt liée aux éléments ci-dessus	(9 427)	2 896	(10 117)	4 951
Quote-part du profit net latent sur instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	(16 549)	(10 193)	(18 129)	(10 337)
(Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies	(25 374)	9 372	(25 817)	13 963

Exclusion faite de l'incidence de la perte (du profit) sur instruments financiers, de la dépréciation de frais de développement de projets, de l'impôt sur le résultat qui s'y rapporte et de la quote-part des coentreprises et des entreprises associées sur ces éléments, un bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies de 25,4 M$ aurait été inscrit pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, comparativement à 9,4 M$ en 2018.

Exclusion faite de l'incidence de la perte (du profit) sur instruments financiers, de la dépréciation de frais de développement de projets, de l'impôt sur le résultat qui s'y rapporte et de la quote-part des coentreprises et des entreprises associées sur ces éléments, une perte nette ajustée découlant des activités poursuivies de 25,8 M$ aurait été inscrite pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, comparativement à un bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies de 14,0 M$ en 2018.

Participations ne donnant pas le contrôle
Attribution d'une perte de 1,2 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, comparativement à l'attribution d'une perte de 0,6 M$ pour la période correspondante de 2018
Attribution d'une perte de 3,2 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, comparativement à l'attribution d'une perte de 5,4 M$ pour la période correspondante de 2018

Les participations ne donnant pas le contrôle sont liées aux filiales non entièrement détenues indiquées à la rubrique « Vue d'ensemble » et à Creek Power Inc. et ses filiales (« Creek Power »), qui sont entièrement détenues depuis le 15 mai 2018.

L'attribution de la perte découlant des activités poursuivies aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de 1,2 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 3,0 M$ l'an dernier, découle surtout :

- d'un ajustement cumulé lié au reclassement du financement de partage fiscal à titre de passif financier au cours du quatrième trimestre de 2019 et du trimestre comparatif, affectant simultanément le montant du bénéfice auparavant alloué à l'investisseur participant au partage fiscal;
- d'une répartition de la perte liée à Harrison Hydro L.P. par rapport à une répartition du bénéfice en 2018, principalement en raison de la baisse des produits;

- d'une répartition du bénéfice du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n plus faible en raison de la baisse des produits.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- le bénéfice net d'Innergex Europe, qui s'explique surtout par :

L'attribution d'une perte découlant des activités abandonnées de néant pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, comparativement à 2,4 M$ pour la période correspondante de 2018, découle surtout par la conclusion de la vente de HS Orka en mai 2019.

L'attribution d'une perte découlant des activités poursuivies aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de 5,3 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, comparativement à 5,6 M$ l'an dernier, qui découle surtout :

- de l'absence de pertes imputées à Creek Power en raison de l'acquisition de sa participation restante; en partie contrebalancée par
- la baisse des produits générés par Harrison Hydro L.P. et ses filiales.

L'attribution d'un bénéfice découlant des activités abandonnées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de 2,1 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, comparativement à 0,2 M$ pour la période correspondante de 2018, s'explique surtout par :

- la période considérée représentant les résultats de 143 jours d'exploitation avant la réalisation de la vente de HS Orka en mai 2019, par rapport à la période comparative représentant les résultats de 329 jours après l'acquisition d'Alterra et de ses filiales, dont HS Orka, en février 2018.

SECTEURS GÉOGRAPHIQUES

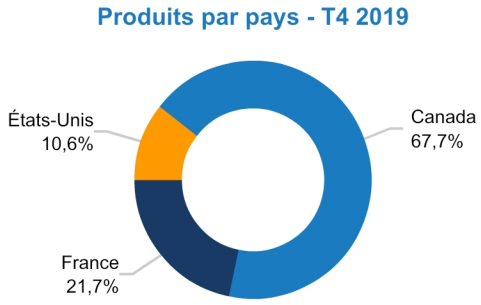
Au 31 décembre 2019, et exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, lesquels sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, la Société avait des participations dans les installations en exploitation suivantes, soit : 29 centrales hydroélectriques, 6 parcs éoliens et 1 parc solaire au Canada, 15 parcs éoliens en France et 1 centrale hydroélectrique, un parc éolien et 3 parcs solaires aux États-Unis. La Société est active dans quatre secteurs géographiques principaux, qui sont décrits ci-après :

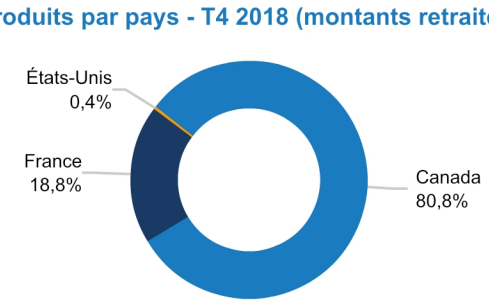
	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019[1]	2018	2019[1]	2018
Produits				
Canada	96 932	111 701	435 069	387 679
France	31 061	26 022	94 474	87 016
États-Unis	15 123	529	27 499	6 723
	143 116	138 252	557 042	481 418

1. L'apport du projet solaire Phoebe tient compte de l'accroissement progressif de la production jusqu'à sa mise en service complète le 19 novembre 2019 et des produits depuis celle-ci.

	Aux	
	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé[1]		
Canada	3 629 942	3 757 207
France	891 764	956 214
États-Unis	1 293 983	555 350
Chili	142 268	154 299
	5 957 957	5 423 070

1. Comprend les participations dans les coentreprises et entreprises associées.





Canada

Produits en baisse de 13 %, à 96,9 M$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
Produits en hausse de 12 %, à 435,1 M$, pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en baisse de 3 %, à 3 629,9 M$, au 31 décembre 2019, comparativement à ceux au 31 décembre 2018

La baisse des produits au Canada pour le trimestre est attribuable principalement :

- à la baisse de la production des centrales de la Colombie-Britannique;
- à un prix de vente moyen plus bas dans certaines centrales hydroélectriques du Québec, combiné à la production plus faible de quelques centrales;
- à la baisse des produits de la centrale Mesgi'g Ugju's'n en raison d'une production plus faible.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier.

La hausse des produits au Canada pour la période de douze mois est attribuable principalement :

- à la participation acquise de 62 % dans les parcs éoliens Cartier.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- la baisse des produits en Colombie-Britannique découlant de l'incidence défavorable de la baisse de la production par rapport à l'augmentation des prix de vente moyens de certaines centrales;
- la baisse des produits des centrales hydroélectriques du Québec découlant de la diminution des prix de vente moyens de certaines centrales.

La diminution des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé au Canada découle principalement :

- de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Cet élément a été en partie contrebalancé par :

- l'augmentation des actifs découlant de l'adoption d'IFRS 16;
- l'augmentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations découlant de la diminution des taux d'intérêt.

France

Produits en hausse de 19 %, à 31,1 M$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
Produits en hausse de 9 %, à 94,5 M$, pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en baisse de 7 %, à 891,8 M$, au 31 décembre 2019, par rapport à ceux au 31 décembre 2018

La hausse des produits en France pour les périodes de trois mois et de douze mois est attribuable principalement :

- à l'augmentation de la production des parcs éoliens en France.

La diminution des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé en France, découle surtout :

- de la dépréciation du taux de change entre l'euro et le dollar canadien;
- de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- l'augmentation des actifs découlant de l'adoption d'IFRS 16;
- l'augmentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations découlant de la diminution des taux d'intérêt.

États-Unis

Produits en hausse à 15,1 M$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
Produits en hausse à 27,5 M$, pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en hausse de 133 %, à 1 294,0 M$ au 31 décembre 2019, par rapport à ceux au 31 décembre 2018

La hausse des produits aux États-Unis pour les périodes de trois mois et de douze mois s'explique principalement par :

- l'électricité produite et vendue par le parc solaire Phoebe pendant l'accroissement progressif de la production et l'achèvement ultérieur des activités de mise en service le 19 novembre 2019;
- l'apport du parc éolien Foard City mis en service le 27 septembre 2019.

L'augmentation des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé aux États-Unis, est surtout attribuable :

- aux ajouts aux immobilisations corporelles liés à la construction des projets solaires Phoebe et Hillcrest et du parc éolien Foard City;
- à l'augmentation des actifs découlant de l'adoption d'IFRS 16;
- à la création de nouvelles obligations liées à la mise hors service d'immobilisations dans le cadre de la construction du projet solaire Phoebe et du parc éolien Foard City.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- la dépréciation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien;
- l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Chili

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en baisse de 8 %, à 142,3 M$ au 31 décembre 2019, par rapport à ceux au 31 décembre 2018

La participation de la Société dans Energía Llaima au Chili est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence et, par conséquent, ses produits ne sont pas consolidés.

Pour la période close le 31 décembre 2019, la diminution des actifs non courants est imputable :

- à une perte de change sur l'investissement dans Energía Llaima, comptabilisée comme une perte globale;
- à une perte nette attribuable à Energía Llaima.

RÉSULTATS FINANCIERS DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

	Période de trois mois close le 31 décembre 2019			Période de trois mois close le 31 décembre 2018		
	Innergex[1]	HS Orka[2]	Total	Innergex[1]	HS Orka[2]	Total
Production	1 793 803	—	1 793 803	1 396 066	351 642	1 747 708
Produits	143 116	—	143 116	138 252	27 906	166 158
BAIIA ajusté[3]	103 333	—	103 333	103 270	9 832	113 102
(Perte nette) bénéfice net	(48 049)	644	(47 405)	18 816	(4 575)	14 241

1. Équivaut aux activités poursuivies.
2. Équivaut aux activités abandonnées.
3. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

	Période de douze mois close le 31 décembre 2019			Période de douze mois close le 31 décembre 2018		
	Innergex[1]	HS Orka[2]	Total	Innergex[1]	HS Orka[2]	Total
Production	6 509 622	545 424	7 055 046	5 086 497	1 196 939	6 283 436
Produits	557 042	40 006	597 048	481 418	95 198	576 616
BAIIA ajusté[3]	409 175	13 291	422 466	352 179	32 902	385 081
(Perte nette) bénéfice net	(53 026)	21 815	(31 211)	26 215	(497)	25 718

1. Équivaut aux activités poursuivies.
2. Équivaut aux activités abandonnées.
3. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

	Total CAD
Contrepartie reçue, déduction faite des coûts de transaction :	
Contrepartie en trésorerie (299 910 $ US)	404 219
Contrepartie payée pour l'ajustement au fonds de roulement (2 042 $ US)	(2 695)
Coûts de transaction	(6 634)
Contrepartie totale liée à la cession, déduction faite des coûts de transaction	394 890
Valeur comptable des actifs nets vendus	331 147
Profit sur la vente avant reclassement des écarts de change découlant de la conversion de devises	63 743
Reclassement des écarts de change découlant de la conversion de devises	46 015
Profit sur la vente	17 728

	Au 23 mai 2019
Actifs courants	37 039
Actifs non courants	855 734
	892 773
Passifs courants	71 976
Passifs non courants	228 804
Total des passifs	300 780
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	331 147
Participations ne donnant pas le contrôle	260 846
Total des capitaux propres	591 993
Total des passifs et des capitaux propres	892 773

STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS

Information sur le capital-actions

Nombre d'actions ordinaires en circulation

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	139 105	132 753	134 658	130 030
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)				
Incidence de l'émission d'options sur actions	—	556	—	674
Incidence des actions détenues en fiducie liées au régime d'ARL	—	203	—	203
	139 105	133 512	134 658	130 907
Actions pouvant être émises à partir des instruments de capitaux propres suivants qui sont exclues des éléments potentiellement dilutifs (en milliers) :				
Incidence des actions détenues en fiducie liées au régime d'ARL	223	—	301	203
Options sur actions	301	203	170	—
Débentures convertibles	13 777	14 167	13 777	14 167
	14 301	14 370	14 248	14 370

1. Les options sur actions dont le prix d'exercice était inférieur au cours de marché moyen des actions ordinaires sont incluses dans le calcul des instruments de capitaux propres potentiellement dilutifs. Les émissions d'actions conditionnelles ont un effet antidilutif sur la perte par action.

Titres de participation de la Société

	Aux		
	26 février 2020	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Nombre d'actions ordinaires	174 054 386	139 405 832	132 986 850
Nombre de débentures convertibles à 4,75 %	150 000	150 000	150 000
Nombre de débentures convertibles à 4,65 %	125 000	143 750	—
Nombre de débentures convertibles à 4,25 %	—	—	100 000
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	737 977	737 977	2 782 599

À la clôture des marchés le 26 février 2020 et depuis le 31 décembre 2019, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à l'émission de 34 636 823 actions ordinaires à Hydro-Québec dans le cadre d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex ainsi qu'à l'émission de 11 731 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 31 décembre 2019, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2018 était principalement attribuable à la conversion d'une partie des débentures convertibles à 4,25 % en 5 776 795 actions ordinaires ainsi qu'à l'émission de 472 737 actions ordinaires à la suite de l'exercice sans décaissement de 2 122 764 options et à l'émission de 169 450 actions ordinaires en vertu du RRD.

Dividendes

La politique de dividende de la Société est déterminée par le Conseil d'administration et se fonde sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie, le bilan financier de la Société, les clauses restrictives de ses dettes, ses perspectives de croissance à long terme, les critères de solvabilité imposés par les lois sur les sociétés aux fins de la déclaration de dividendes, et d'autres critères pertinents.

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires[1]	24 396	22 608	95 046	90 215
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ($/action)	0,175	0,170	0,700	0,680
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	767	767	3 067	3 067
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A ($/action)	0,2255	0,2255	0,9020	0,9020
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719	2 875	2 875
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C ($/action)	0,3594	0,3594	1,4375	1,4375

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est attribuable à l'augmentation du dividende trimestriel, à l'émission d'actions à la suite de l'exercice d'options sur actions et à l'émission d'actions en vertu du RRD.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 avril 2020 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire ($)	Dividende par action privilégiée de série A ($)	Dividende par action privilégiée de série C ($)
27/02/2020	31/03/2020	15/04/2020	0,1750	0,2255	0,359375

Le 27 février 2020, le Conseil d'administration a haussé le dividende trimestriel de 0,175 $ à 0,180 $ par action ordinaire, ce qui correspond à un dividende annuel de 0,72 $ par action ordinaire. Il s'agit de la septième augmentation de dividende annuelle consécutive de 0,02 $.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 21 mai 2019, Innergex a annoncé qu'elle avait reçu de la Bourse de Toronto (TSX) l'autorisation d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires (la « nouvelle offre »). Conformément à cette nouvelle offre, la Société est autorisée à racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,5 % des 133 559 963 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 15 mai 2019. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2019 et prendra fin le 23 mai 2020. Avant le 31 décembre 2019, aucune action ordinaire n'avait été rachetée ou annulée.

Le 15 août 2017, la Société a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation de la TSX de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions ordinaires, qui a commencé le 17 août 2017 et s'est terminée le 16 août 2018. La Société a été autorisée à racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,84 % des 108 640 790 actions ordinaires émises et en circulation au 14 août 2017. En vertu de l'offre de rachat, la Société a racheté aux fins d'annulation 697 212 actions ordinaires à un prix moyen de 13,60 $ par action, pour une contrepartie totale de 9,5 M$ au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

SITUATION FINANCIÈRE

Aux	31 décembre 2019	31 décembre 2018
ACTIFS		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	156 224	79 586
Liquidités soumises à restrictions	39 451	29 981
Autres actifs courants	109 957	118 710
Total des actifs courants	305 632	228 277
Actifs non courants		
Immobilisations corporelles	4 620 025	4 470 663
Immobilisations incorporelles	682 227	925 009
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	511 899	651 912
Goodwill	60 666	109 995
Autres actifs non courants	191 655	130 302
Total des actifs non courants	6 066 472	6 287 881
Total des actifs	6 372 104	6 516 158
PASSIFS		
Passifs courants	641 353	641 292
Passifs non courants		
Prêts et emprunts à long terme	4 281 586	4 262 469
Autres passifs non courants	833 839	670 360
Total des passifs non courants	5 115 425	4 932 829
Total des passifs	5 756 778	5 574 121
CAPITAUX PROPRES		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	604 384	629 261
Participations ne donnant pas le contrôle	10 942	312 776
Total des capitaux propres	615 326	942 037
	6 372 104	6 516 158

Éléments du fonds de roulement

Actifs courants

Les actifs courants s'élevaient à 305,6 M$ au 31 décembre 2019, comparativement à 228,3 M$ au 31 décembre 2018, une hausse de 77,4 M$ découlant essentiellement :

- d'une hausse de 9,5 M$ des liquidités soumises à restrictions, attribuable surtout au montant de 24,7 M$ découlant de la contrepartie reçue de l'investisseur participant au partage fiscal de la Société au titre du parc solaire Phoebe;
- d'une hausse de 76,6 M$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie découlant des activités d'exploitation, de financement et d'investissement.

Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par :

- une baisse de 11,6 M$ des débiteurs liée principalement à la vente de HS Orka, en partie contrebalancée par une hausse des produits en décembre 2019 par rapport à décembre 2018.

Passifs courants

Les passifs courants s'élevaient à 641,4 M$ au 31 décembre 2019, comparativement à 641,3 M$ au 31 décembre 2018, une baisse de 0,1 M$ découlant essentiellement :

- d'une baisse de 32,3 M$ de la partie courante de la dette à long terme et des autres passifs en raison :
  - du remboursement de la facilité de crédit d'un an de 228,0 M$ contractée le 24 octobre 2018, au moment de l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier;
  - de la remise en état des emprunts des projets de Valottes, de Porcien et de Beaumont à la suite de leur reclassement à titre de passifs courants le 31 décembre 2018, par suite du non-respect des dispositions du ratio de couverture du service de la dette.

Cette baisse a été partiellement contrebalancée par :

- une hausse de 11,3 M$ des créditeurs découlant principalement de la construction du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, contrebalancée en partie par une diminution des créditeurs liée à la vente de HS Orka;
- une augmentation de 21,1 M$ des instruments financiers dérivés découlant essentiellement de la nouvelle couverture de base du projet Phoebe contractée le 2 août 2019;
- l'emprunt de 232,1 M$ de Mesgi'g Ugju's'n réaffecté à la tranche à court terme de la dette à long terme.

Au 31 décembre 2019, le fonds de roulement était négatif de 335,7 M$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,48:1,00 (au 31 décembre 2018, le fonds de roulement était négatif de 413,0 M$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,36:1,00). L'amélioration de 77,3 M$ s'explique par les éléments décrits ci-dessus.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Au 31 décembre 2019, sur les 700,0 M$ à sa disposition, la Société avait prélevé 490,8 M$ à titre d'avances de fonds, et 47,1 M$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 161,9 M$.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 6 066,5 M$ au 31 décembre 2019, comparativement à 6 287,9 M$ au 31 décembre 2018, en baisse de 221,4 M$ en raison principalement :

- d'une diminution de 855,7 M$ découlant de la vente de HS Orka;
- des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles;
- d'une appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro et au dollar américain.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une hausse de 709,1 M$ des immobilisations corporelles découlant principalement des activités de construction liées aux parcs Foard City et Phoebe;
- une hausse de 123,9 M$ des immobilisations corporelles liée à l'application initiale d'IFRS 16 (se reporter à la rubrique « Changements de méthodes comptables »);
- une augmentation de 68,4 M$ des instruments financiers dérivés découlant essentiellement de la couverture de l'électricité de Phoebe;
- une hausse de 13,8 M$ des actifs d'impôt différé, en raison principalement d'une différence temporaire déductible enregistrée sur le financement lié aux CII pour le parc solaire Phoebe.

Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 5 115,4 M$ au 31 décembre 2019, comparativement à 4 932,8 M$ au 31 décembre 2018, en hausse de 182,6 M$ en raison essentiellement :

- d'une augmentation nette de la dette à long terme de 211,0 M$ découlant principalement :
  - d'un financement de 335,8 M$ provenant des investisseurs participant au partage fiscal des parcs Foard City et Phoebe, déduction faite des CIP, des CII et des attributs fiscaux répartis et de la trésorerie distribuée;
  - d'une hausse nette de 23,0 M$ par suite du refinancement de la dette à long terme du parc Yonne.

  Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :
  - le remboursement des emprunts liés à la construction de Phoebe et de Foard City, déduction faite des prélèvements supplémentaires lors de la mise en service des deux parcs;
  - des remboursements nets sur les facilités de crédit renouvelables de la Société, y compris les remboursements à partir du produit reçu de la vente de HS Orka;
  - des remboursements de capital sur la dette à long terme;
  - d'une appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro et au dollar américain.
- une hausse des obligations locatives de 117,2 M$ liées à l'application initiale d'IFRS 16 (se reporter à la rubrique « Changements de méthodes comptables »);
- une augmentation de 118,4 M$ des passifs d'impôt différé qui découle surtout des attributs fiscaux et des CIP alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du fait de la mise en service du parc éolien Foard City et d'autres financements de partage fiscal de projets.
- une augmentation de 32,7 M$ des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations découlant surtout des activités de construction liées aux parcs Foard City et Phoebe, et une baisse de la juste valeur des obligations existantes liées à la mise hors service d'immobilisations attribuable à une diminution des courbes de taux d'intérêt;
- une augmentation de 40,2 M$ de la composante passif des débentures convertibles liée à la réalisation d'un placement de débentures convertibles de 125 M$ et d'une offre de rachat des débentures convertibles à 4,25 %.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une baisse de 229,4 M$ liée à la vente de HS Orka.

Au 31 décembre 2019, sauf indication contraire, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations. Au 31 décembre 2019, le projet Mesgi'g Ugju's'n s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit. Un manquement a été déclenché par la faillite d'un fournisseur considéré comme un participant majeur du projet dans le cadre de l'accord de crédit. Une dérogation a été obtenue et a ensuite été prolongée jusqu'au 31 mars 2020. Un plan a été mis en place pour assurer la continuité des opérations du projet. Un dialogue permanent et des rapports sont fournis aux prêteurs du projet jusqu'à ce que cette situation soit résolue. Le projet était en conformité avec les clauses financières. Si la dérogation n'est pas renouvelée, le prêteur aura le droit d'exiger un remboursement; l'emprunt de 232,1 M$ a été réaffecté à la tranche à court terme de la dette à long terme.

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

La Société utilise des instruments financiers dérivés (« dérivés ») pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts, pour gérer son exposition aux fluctuations du taux de change pour le rapatriement futur des flux de trésorerie de ses activités en France, et pour réduire son exposition au risque de fléchissement du prix de l'électricité.

		Montant nominal actuel		Juste valeur après ajustement du crédit	
Au 30 septembre 2019	Devise	Devise d'origine	CAD	Devise d'origine	CAD
Swaps de taux d'intérêt	CAD	1 172 186	1 172 186	(50 445)	(50 445)
Swaps de taux d'intérêt	USD	129 204	167 811	(12 376)	(16 074)
Swaps de taux d'intérêt	EUR	104 592	152 527	(11 669)	(17 017)
Contrats de change à terme	EUR/CAD	307 897	535 535	(24 269)	(24 269)
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	USD	s.o.	s.o.	21 371	27 757
				(77 388)	(80 048)

Capitaux propres
Les capitaux propres se sont établis à 615,3 M$ au 31 décembre 2019, comparativement à 942,0 M$ au 31 décembre 2018, en baisse de 326,7 M$ du fait surtout :

- d'une diminution de 260,8 M$ des participations ne donnant pas le contrôle liée à la vente de HS Orka;
- des dividendes de 100,9 M$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées;
- des distributions de 14,6 M$ déclarées sur les participations ne donnant pas le contrôle.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- le total du résultat global pour la période, qui s'établit à (35,4) M$;
- la conversion de débentures convertibles en actions ordinaires, qui totalise 86,7 M$.

Obligation contractuelle

Au 31 décembre 2019, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Années des paiements prévus	Moins d'un an	De 1 à 5 ans	Par la suite	Total
Prêts et emprunts à long terme	411 472	1 456 851	2 901 828	4 770 151
Intérêts sur les prêts et emprunts à long terme	250 683	556 959	1 506 110	2 313 752
Obligations locatives	7 841	39 462	155 494	202 797
Obligations d'achat	53 649	142 182	276 622	472 453
Contrats de location simple	8 892	44 214	19 763	72 869
Total	732 537	2 239 668	4 859 817	7 832 022

Éventualités
Le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3,3 M$ relativement aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et Harrison Hydro L.P. et ses filiales ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board.

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3,2 M$ à Harrison pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement aux appelants. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer aux requérants la somme en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant de 3,3 M$, représentant le capital de 3,2 M$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe des appelants, portant intérêt en faveur de ces derniers. La Société a comptabilisé ce montant dans les comptes consolidés de résultat de l'exercice 2019.

Arrangements hors bilan
Au 31 décembre 2019, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 161,9 M$, y compris un montant de 101,4 M$ au titre de ses facilités disponibles, afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. Ces lettres de crédit ont été émises en guise de garantie de paiement pour divers projets en cours de construction et en guise de garantie d'exécution ou de garantie financière aux termes de CAÉ et d'autres obligations contractuelles. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de société pour un montant total de 110,4 M$ en vue principalement de garantir les instruments de couverture à long terme de ses activités en France. Les garanties de société ont également servi à soutenir la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, les activités d'après-mise en service de l'installation de Mesgi'g Ugju's'n, le parc éolien Foard City, le projet potentiel Griffin Trail ainsi que d'autres projets potentiels.

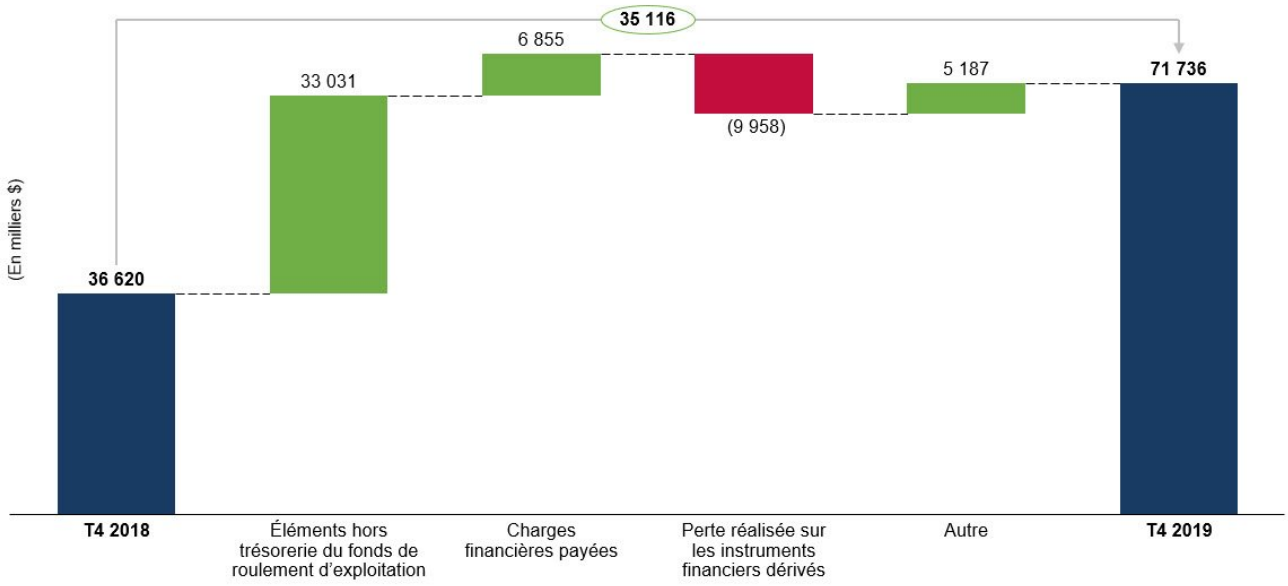
Les investisseurs participant au partage fiscal dans les projets aux États-Unis exigent généralement des garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Shannon, Kokomo, Spartan, Flat Top, Phoebe et Foard City, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé des garanties sur le financement de ces investissements pour indemniser les investisseurs en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives ou de tout autre événement. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des éléments qui relèvent essentiellement de son contrôle et dont la survenue est très peu probable. En ce qui a trait au parc solaire Phoebe, Alterra a fourni une garantie aux prêteurs en ce qui a trait aux paiements se rapportant au service de la dette qui ne deviennent exigibles que dans le cas peu probable où les investisseurs participant au partage fiscal décident de se prévaloir des indemnités prévues par les garanties.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	41 378	39 294	204 541	184 595
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	30 358	(2 674)	22 402	(8 648)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies	71 736	36 620	226 943	175 947
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées	—	8 636	13 122	33 443
	71 736	45 256	240 065	209 390
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies	76 202	652 279	368 548	960 589
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités abandonnées	—	(1 192)	20 059	8 382
	76 202	651 087	388 607	968 971
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies	(136 331)	(687 145)	(516 997)	(1 130 286)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées	—	(11 418)	(31 957)	(30 577)
	(136 331)	(698 563)	(548 954)	(1 160 863)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(1 018)	(97)	(3 080)	174
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	10 589	(2 317)	76 638	17 672
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	145 635	81 903	79 586	61 914
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	156 224	79 586	156 224	79 586

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies

En hausse de 35,1 M$ à 71,7 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
En hausse de 51,0 M$ à 226,9 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019



Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- une diminution des charges financières payées de 6,9 M$, attribuable en partie à l'endettement moyen moins élevé au cours du trimestre et au calendrier des versements;
- la variation favorable de 33,0 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, qui découle surtout de ce qui suit :
  - une variation favorable de 20,0 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des fournisseurs et autres créditeurs;
  - une variation favorable de 17,1 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des débiteurs.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- une perte réalisée de 16,1 M$ sur règlement des instruments financiers, dont un montant de 11,7 M$ se rapporte à la couverture de base de Phoebe, en raison de différentiels de base défavorables hors des heures de production, comparativement à une perte réalisée de 6,1 M$ au cours de la période comparative qui est principalement liée au règlement de swaps de taux d'intérêt après la restructuration de l'emprunt du projet Cartier Énergie suite à l'acquisition des parcs éoliens Cartier au cours du quatrième trimestre de 2018.

Les activités abandonnées ont en outre contribué à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 à hauteur de 8,6 M$, comparativement à néant en 2019.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- l'augmentation de 57,0 M$ du BAIIA ajusté[1];
- la variation favorable de 31,1 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, qui découle surtout de ce qui suit :
  - une variation favorable de 49,3 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des fournisseurs et autres créditeurs; partiellement contrebalancée par :
  - une variation défavorable de 14,6 M$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des débiteurs.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

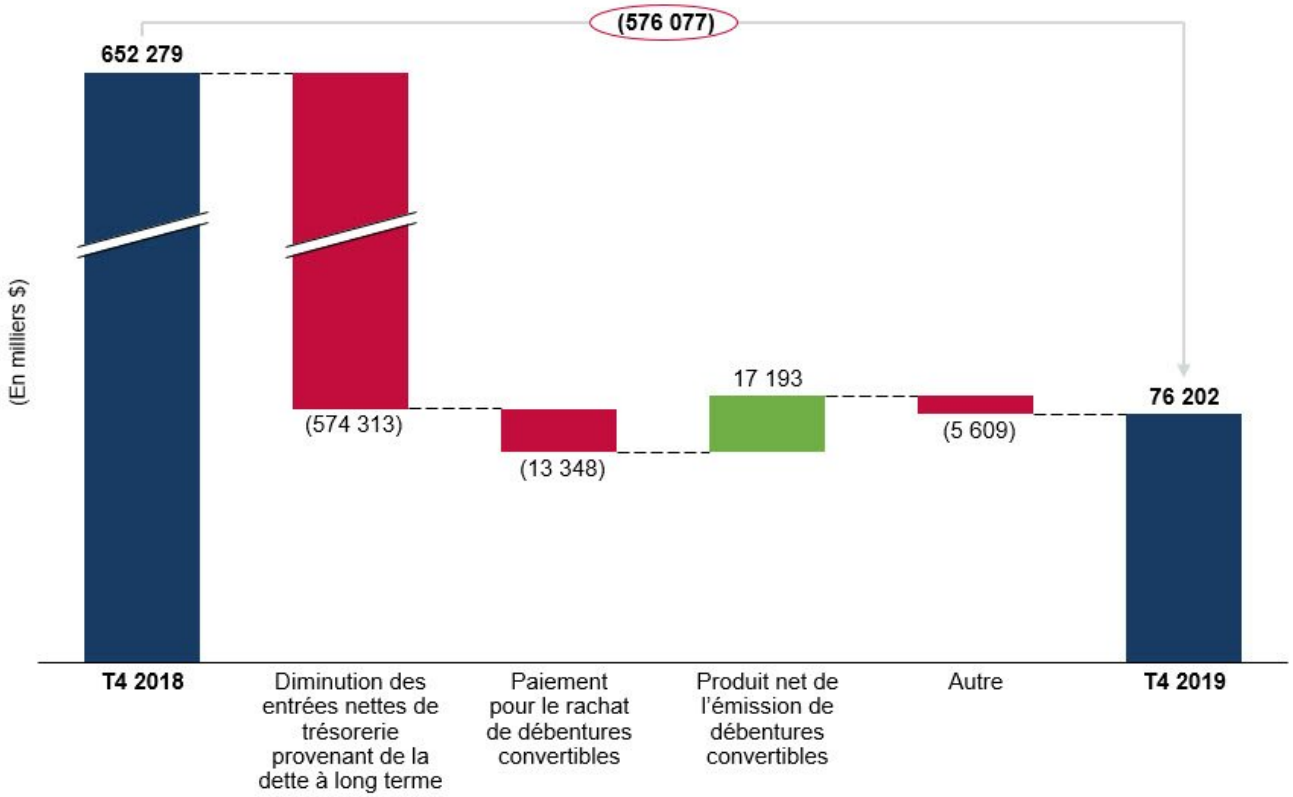
- une augmentation des charges financières payées de 25,0 M$, du fait surtout de la hausse de l'endettement moyen au cours de l'exercice;
- une hausse de 12,6 M$ de l'impôt payé, du fait surtout d'un paiement effectué au titre de la charge d'impôt exigible sur le gain imposable réalisé à la suite d'une opération intersociétés liée à l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le parc solaire Phoebe;
- une perte réalisée de 16,1 M$ sur règlement des instruments financiers, dont un montant de 11,7 M$ se rapporte à la couverture de base de Phoebe, en raison de différentiels de base défavorables hors des heures de production, comparativement à une perte réalisée de 6,1 M$ au cours de la période comparative qui est principalement liée au règlement de swaps de taux d'intérêt après la restructuration de l'emprunt du projet Cartier Énergie suite à l'acquisition des parcs éoliens Cartier au cours du quatrième trimestre de 2018.

Les activités abandonnées ont également contribué à la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation à hauteur de 20,3 M$, passant de 33,4 M$ en 2018 à 13,1 M$ en 2019.

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies

Entrées de trésorerie en baisse de 576,1 M$ à 76,2 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
Entrées de trésorerie en baisse de 592,0 M$, à 368,5 M$, pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019



Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

La diminution des flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- une diminution de 574,3 millions de dollars des entrées nettes de trésorerie liées à la dette à long terme, d'une augmentation de 675,8 M$ de la dette à long terme en 2018 à une augmentation nette de 101,5 M$ de la dette à long terme en 2019.
  - L'augmentation nette de 101,5 M$ de la dette à long terme en 2019 découle surtout des éléments suivants :
    - une augmentation nette de 167,0 M$ de la facilité de crédit renouvelable;
    - une augmentation nette de 23,0 M$ de la facilité d'emprunt du projet Yonne par suite du refinancement.
  - Les augmentations ci-dessus liées à la dette à long terme ont été en partie contrebalancées par :
    - une diminution nette de 43,7 M$ du financement du projet Phoebe, en raison du remboursement de l'emprunt lié à la construction dans le cadre du financement de partage fiscal et de la conversion du crédit-relais en un emprunt à terme;
    - les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.
- une diminution de 13,3 M$ liée au rachat des débentures convertibles à 4,25 %;
- une augmentation de 17,2 M$ liée à l'émission de débentures convertibles au troisième trimestre de 2019, alors qu'aucune émission n'avait eu lieu au cours de la période correspondante de 2018.

Les activités abandonnées ont en outre contribué à la diminution des flux de trésorerie liés aux activités de financement de 1,2 M$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2018, contre néant en 2019.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

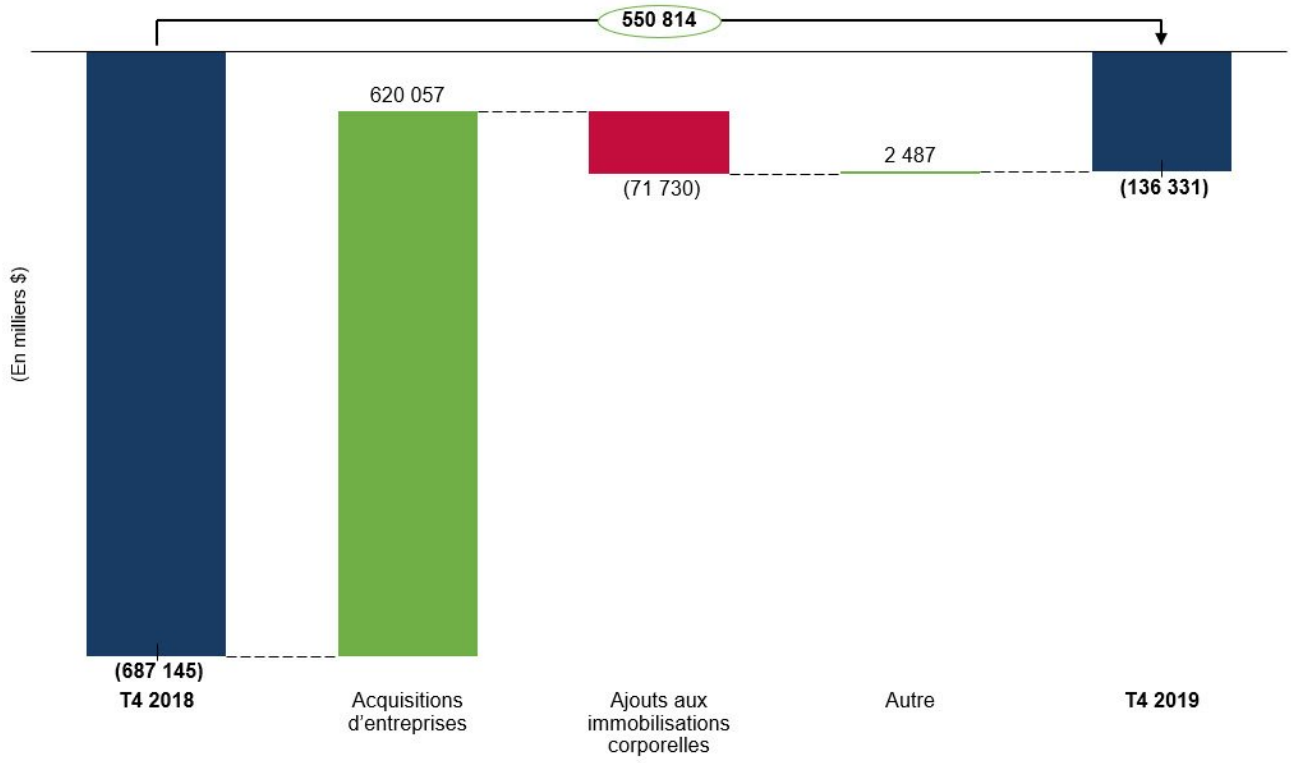
La diminution des flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- une diminution de 552,3 millions de dollars des entrées de trésorerie liées à la dette à long terme, d'une augmentation nette de 915,4 M$ de la dette à long terme en 2018 à une augmentation nette de 363,1 M$ de la dette à long terme en 2019.
  - L'augmentation nette de 363,1 M$ de la dette à long terme en 2019 découle surtout de ce qui suit :
    - une augmentation nette de 405,9 M$ du financement du projet Foard City, en raison des prélèvements effectués sur les crédits-relais liés à la construction et au partage fiscal pendant la progression de la construction en 2019, suivis par le remboursement de l'emprunt lié à la construction dans le cadre du financement de partage fiscal et la conversion des crédits-relais en un emprunt à terme;
    - une augmentation nette de 192,5 M$ du financement du projet Phoebe, en raison des prélèvements effectués sur les crédits-relais liés à la construction et au partage fiscal de Phoebe pendant la progression de la construction en 2019, suivis par le remboursement de l'emprunt lié à la construction dans le cadre du financement de partage fiscal et la conversion des crédits-relais en un emprunt à terme.
  - Les augmentations ci-dessus liées à la dette à long terme ont été en partie contrebalancées par :
    - un remboursement net de 124,4 M$ sur la facilité de crédit renouvelable;
    - les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.
- une diminution de 15,3 M$ attribuable aux dividendes versés sur les actions ordinaires découlant surtout de l'émission de 24 327 225 actions le 6 février 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra;
- une diminution de 13,3 M$ liée au rachat des débentures convertibles à 4,25 %;
- une diminution de 5,9 M$ liée à l'émission de débentures convertibles totalisant 137,2 M$ en 2019, déduction faite des frais de financement, contre 143,1 M$ pour la période correspondante de 2018.

Les activités abandonnées ont en outre contribué à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités de financement à hauteur de 11,7 M$, passant de 8,4 M$ en 2018 à 20,1 M$ en 2019.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies

Décaissements en baisse de 550,8 M$ à 136,3 M$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019
Décaissements en baisse de 613,3 M$ à 517,0 M$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019



Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

La diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- une diminution des sorties de trésorerie liées aux acquisitions d'entreprises, qui sont passées de 620,1 M$ en 2018 à néant en 2019.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une augmentation des sorties de trésorerie liées aux immobilisations corporelles de 71,7 M$, qui sont passées de 72,4 M$ en 2018 à 144,1 M$ en 2019, ce qui s'explique surtout par l'acquisition des panneaux solaires pour le projet solaire Hillcrest et d'autres projets solaires futurs.

Les activités abandonnées ont contribué à la diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement de 11,4 M$, qui sont passées de 11,4 M$ en 2018 à néant en 2019.

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

La diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies est principalement attribuable aux éléments suivants :

- une diminution des sorties de trésorerie liées aux acquisitions d'entreprises, qui sont passées de 864,3 M$ en 2018 à néant en 2019;
- une entrée de trésorerie de 381,0 M$ découlant du produit de 297,9 M$ US (401,5 M$) tiré de la vente de HS Orka, déduction faite des coûts de transaction et de la trésorerie cédée;
- une baisse des sorties de trésorerie liées aux participations dans des coentreprises, qui sont passées de 134,1 M$ en 2018 à 13,8 M$ en 2019. Le décaissement en 2019 s'explique principalement par le paiement du solde de l'engagement d'investissement dans Energía Llaima.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une augmentation des sorties de trésorerie se rapportant aux ajouts aux immobilisations corporelles de 694,3 M$, qui sont passées de 153,4 M$ en 2018 à 847,7 M$ en 2019, ce qui s'explique surtout par la construction du parc solaire Phoebe et du parc éolien Foard City ainsi que par l'acquisition, au quatrième trimestre, de panneaux solaires pour le projet solaire Hillcrest et d'autres projets solaires futurs;
- une variation défavorable de 49,3 M$ des soldes de liquidités soumises à des restrictions, par rapport à une baisse des liquidités soumises à des restrictions de 34,4 M$ en 2018 et à une augmentation des liquidités soumises à des restrictions de 14,9 M$ en 2019.

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution[1]	Périodes de douze mois closes les 31 décembre		
	2019	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	240 065	209 390	192 451
Ajouter (déduire) les éléments suivants :			
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(25 634)	11 019	(23 782)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(8 752)	(9 652)	(3 973)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(128 691)	(86 079)	(67 572)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle[2]	(12 679)	(27 984)	(10 425)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)	(5 942)
Ajouter (déduire) les éléments non récurrents suivants :			
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	266	8 280	6 450
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	4 145	6 092	—
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe[4]	11 697	—	—
Recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels à la vente de HS Orka, déduction faite de l'attribution aux participations ne donnant pas le contrôle[4]	8 242	—	—
Impôt payé sur le gain intersociétés réalisé	10 594	—	—
Flux de trésorerie disponibles	93 311	105 124	87 207
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	95 046	90 215	71 621
Ratio de distribution	102 %	86 %	82 %
Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :			
Charges liées aux projets potentiels	12 905	16 719	19 574
Flux de trésorerie disponibles ajustés	106 216	121 843	106 781
Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD	93 422	80 497	67 990
Ratio de distribution ajusté	88 %	66 %	64 %

1. Les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.
2. La portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle elles sont générées.
3. La vente de HS Orka a permis le recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels de 5,7 M$ et de 9,6 M$, respectivement, qui avaient été engagées depuis l'acquisition de ce projet en février 2018. Un montant de 7,1 M$ a été déduit de la somme du recouvrement étant donné qu'il se rapporte à des participations ne donnant pas le contrôle.
4. Compte tenu de leur occurrence limitée (sur la période contractuelle résiduelle de 2 ans), les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe sont réputés ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2019, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 93,3 M$, comparativement à 105,1 M$ pour la période correspondante l'an dernier.

La diminution des flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement :

- à l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette, liée surtout à l'emprunt du projet Innergex Cartier Énergie découlant de l'acquisition des parcs éoliens Cartier au quatrième trimestre de 2018, contrebalancée en partie par le remboursement parallèle des emprunts liés aux projets Anse-à-Valleau, Carleton et Montagne-Sèche;
- à la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, y compris l'apport des activités abandonnées.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une diminution des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, liée principalement à la cession de HS Orka, et par des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique, qui affectent certaines centrales comportant des participations ne donnant pas le contrôle.

À ces éléments ont été rajoutés les principaux éléments non récurrents suivants :

- une perte nette réalisée de 11,7 M$ sur la couverture de base de Phoebe (néant en 2018);
- l'impôt sur le résultat de 10,6 M$ payé sur le gain imposable réalisé à la suite d'une opération intersociétés liée au projet solaire Phoebe parallèlement au financement initial, puisque cette opération est considérée comme une sortie de trésorerie liée aux activités d'investissement (néant en 2018);
- un recouvrement de 8,2 M$ des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels, déduction faite de l'attribution aux participations ne donnant pas le contrôle (néant en 2018);
- une perte réalisée de 4,1 M$ sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt découlant du refinancement de l'emprunt du projet Yonne (perte réalisée de 6,1 M$ sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt par suite du refinancement des emprunts de projets parallèlement à l'acquisition des parcs éoliens Cartier).

Ratio de distribution

Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2019, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 102 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 86 % pour la même période l'an dernier.

Cette variation est en grande partie attribuable aux éléments suivants :

- les paiements de dividendes plus élevés en raison de l'émission, le 6 février 2018, de 24 327 225 actions dans le cadre de l'acquisition d'Alterra;
- l'augmentation du dividende trimestriel;
- l'émission d'actions additionnelles au titre du RRD;
- la diminution de 11,8 M$ des flux de trésorerie disponibles décrite ci-dessus.

Le ratio de distribution est une mesure de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter ainsi que de sa capacité à financer sa croissance. Il tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses Projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement internes potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction.

PERFORMANCE FINANCIÈRE PRÉVUE

Au 31 décembre 2019, la Société compte 68 installations en exploitation ayant une puissance installée nette de 2 588 MW (puissance installée brute de 3 488 MW) et a enregistré une production consolidée de 6 510 GWh.

L'augmentation de la puissance installée et du nombre d'installations en exploitation en 2019 se rapporte à deux installations mises en service au Texas. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par la vente de la participation de la Société dans HS Orka, qui détenait deux centrales géothermiques.

En 2019, il était prévu que l'électricité produite augmente de 10 %, que les produits augmentent de 7 %, que le BAIIA ajusté augmente de 11 % et que le BAIIA ajusté proportionnel augmente de 15 %. L'augmentation réelle enregistrée était respectivement de 12 %, 4 %, 10 % et 15 %.

La Société fait des prévisions au moyen de certaines hypothèses afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation. Pour 2020, les prévisions sont fondées sur les activités poursuivies (exclusion faite de HS Orka), la mise en service du projet solaire Hillcrest au quatrième trimestre de 2020 et les économies d'intérêts découlant du remboursement de la dette par suite du placement privé avec Hydro-Québec. Elles ne tiennent pas compte des acquisitions éventuelles qui pourraient être réalisées en 2020.

En 2020, la Société s'attend à ce que l'électricité produite augmente de 25 %, que les produits augmentent de 10 %, que le BAIIA ajusté augmente de 5 % et que le BAIIA ajusté proportionnel augmente de 10 %.

	2020		2019					2018	
	Activités poursuivies[1]		Activités poursuivies	HS Orka	Total	Prévu[2]	Réel	Total[3]	Réel
Production (en GWh)	approx.	+25 %	6 510	545	7 055	+10 %	+12 %	6 283	+43 %
Produits	approx.	+10 %	557 042	40 006	597 048	+7 %	+4 %	576 616	+44 %
BAIIA ajusté	approx.	+5 %	409 175	13 291	422 466	+11 %	+10 %	385 081	+29 %
BAIIA ajusté proportionnel	approx.	+10 %	516 819	13 291	530 110	+9 %	+15 %	459 107	+49 %
Nombre d'installations en exploitation	69				68			68	
Puissance installée nette (MW)	2 788				2 588			2 082	

1. Performance financière prévue fondée sur les activités poursuivies.
2. Comme indiqué dans le communiqué de presse publié le 25 mars 2019.
3. Comprend les activités poursuivies et HS Orka.

Innergex a connu une croissance importante en 2019 avec la mise en service de deux importants projets. Sept projets en développement ont également progressé, dont deux sont actuellement en cours de construction.

Nous prévoyons réaliser la mise en service commerciale des projets Hillcrest et Yonne II en 2020. Nous déterminerons également des occasions de croissance dans le cadre de l'alliance stratégique formée avec Hydro-Québec le 6 février 2020. L'équipe d'Innergex demeure engagée à rechercher des opportunités stratégiques d'acquisitions pour pénétrer de nouveaux marchés ainsi que pour consolider sa position dans les régions où elle exerce déjà des activités.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les 31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019
Production (MWh)	1 793 803	1 665 362	1 741 953	1 308 505
Produits	143,1	142,8	144,7	126,4
BAIIA ajusté[1]	103,3	107,4	105,2	93,2
(Perte nette) bénéfice net	(47,4)	9,7	7,3	(0,9)
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	(46,8)	14,3	(7,8)	(7,4)
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué(e))	(0,35)	0,10	(0,07)	(0,07)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(46,2)	14,1	10,8	(6,7)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué)	(0,35)	0,09	0,07	(0,06)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	24,4	23,9	23,4	23,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - $/action	0,175	0,175	0,175	0,175

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à des mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les 31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018
Production (MWh)	1 396 066	1 236 722	1 509 599	944 108
Produits	138,3	116,5	124,9	101,8
BAIIA ajusté[1]	103,3	83,7	91,7	73,6
Bénéfice net (perte nette)	14,2	9,5	16,9	(14,8)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	15,9	8,8	10,0	(2,9)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué(e))	0,12	0,06	0,06	(0,04)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	13,7	10,7	13,3	(6,6)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué)	0,10	0,07	0,09	(0,07)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	22,6	22,6	22,5	22,5
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - $/action	0,170	0,170	0,170	0,170

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à des mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées conclues dans le cours normal des activités sont évaluées à la juste valeur, soit le montant déterminé et convenu entre les parties liées, à moins que des exigences particulières aux termes des IFRS ne justifient un traitement différent.

Dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, les dettes suivantes ont été prises en charge : i) en 2011, Ross J. Beaty, président du conseil d'administration et 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 mettait les 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 arrivée à échéance le 31 mars 2018. Alterra avait emprunté 17,3 M$ en vertu de la facilité de crédit; et ii) en octobre 2016, Ross J. Beaty a prêté à Magma Energy Sweden A.B (une filiale d'Alterra) 35,7 M$ US par l'émission d'une obligation de cinq ans (« obligation »). L'obligation portait intérêt à un taux annuel de 8,5 %, 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 la trésorerie, la Société a remboursé la facilité de crédit et l'obligation au cours du premier trimestre de 2018.

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les IFRS. Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. De plus, ces indicateurs facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes. La quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, les produits proportionnels, le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

Produits proportionnels

Les références à la « quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent la participation d'Innergex dans les produits des coentreprises et entreprises associées. Les lecteurs sont avisés que la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex ne doit pas être considérée comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS.

Les références aux « produits proportionnels » dans le présent document visent les produits, plus la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que les produits proportionnels ne doivent pas être considérés comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation ».

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits	143 116	138 252	557 042	481 418
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)[1]	3 087	2 911	28 257	26 174
Shannon (50 %)[1]	4 071	2 134	9 629	6 967
Flat Top (51 %)[2]	6 142	2 550	12 447	7 679
Dokie (25,5 %)[2]	3 832	3 382	9 297	8 061
Jimmie Creek (50,99 %)[2]	955	1 208	10 929	9 775
Umbata Falls (49 %)	1 256	1 681	4 029	4 635
Viger-Denonville (50 %)	1 472	1 663	5 647	5 862
Duqueco (50 %)[3, 5]	5 036	6 896	19 535	12 019
Guayacán (50 %)[3, 5]	532	890	2 011	1 213
Pampa Elvira (50 %)[3, 5]	612	471	2 118	883
	26 995	23 786	103 899	83 268
Produits proportionnels	170 111	162 038	660 941	564 686

1. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.
2. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 23 mars 2018 au 31 décembre 2018.
3. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).
4. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 ainsi que pour la période allant du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 31 décembre 2018.

BAIIA ajusté et marge du BAIIA ajusté

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net découlant des activités poursuivies auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres (produits) 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. Le montant net des autres produits liés aux CIP est inclus dans le BAIIA ajusté. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.

Les références à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent document visent le BAIIA ajusté divisé par les produits. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société.

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies	(48 049)	18 816	(53 026)	26 215
Charge d'impôt sur le résultat	117 687	26 666	118 851	27 245
Charges financières	61 062	55 020	231 766	195 834
Amortissements	53 021	42 285	194 579	151 256
Dépréciation de frais de développement de projets	8 184	—	8 184	—
BAIIA	191 905	142 787	500 354	400 550
Autres (produits) charges, montant net	(102 004)	6 864	(104 643)	12 183
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(27 276)	(37 320)	(36 469)	(47 596)
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	40 708	(9 061)	49 933	(12 958)
BAIIA ajusté	103 333	103 270	409 175	352 179
Marge du BAIIA ajusté	72,2 %	74,7 %	73,5 %	73,2 %

BAIIA ajusté proportionnel

Les références à la « quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent la participation d'Innergex dans le BAIIA ajusté des coentreprises et entreprises associées.

Les références au « BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document visent le BAIIA ajusté, plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté proportionnel ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, lors de la mise en service du projet éolien Foard City, la mesure du BAIIA ajusté proportionnel a été modifiée pour refléter la génération des CIP des parcs éoliens de la Société et des parcs éoliens des coentreprises et des entreprises associées. Les CIP constituent un facteur important de la performance financière des projets éoliens aux États-Unis et ont été un élément important pour déterminer leur faisabilité économique. Actuellement, ils servent en grande partie au remboursement de capital du financement de partage fiscal de la Société.

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
BAIIA ajusté	103 333	103 270	409 175	352 179
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)[1]	1 667	1 326	21 713	20 209
Shannon (50 %)[2]	2 992	985	4 229	2 804
Flat Top (51 %)[2]	5 094	894	5 805	2 707
Dokie (25,5 %)[1]	3 221	2 804	7 020	6 109
Jimmie Creek (50,99 %)[1]	383	747	8 661	8 142
Umbata Falls (49 %)	1 056	1 559	3 234	4 189
Viger-Denonville (50 %)	1 147	1 389	4 565	4 834
Duqueco (50%)[3, 4]	3 901	4 894	13 016	8 027
Guayacán (50 %)[3, 4]	365	557	1 387	595
Pampa Elvira (50 %)[3, 4]	289	(182)	954	(244)
	20 115	14 973	70 584	57 372
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :				
Foard City	11 238	—	11 238	—
Shannon (50 %)[1]	3 017	2 546	11 323	9 657
Flat Top (51 %)[2]	3 581	3 291	14 499	9 476
	17 836	5 837	37 060	19 133
BAIIA ajusté proportionnel	141 284	124 080	516 819	428 684

1. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.
2. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 23 mars 2018 au 31 décembre 2018.
3. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).
4. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 ainsi que pour la période allant du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 31 décembre 2018.

Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies

Les références à « bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies » visent le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités poursuivies de la Société auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : (profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers, (profit réalisé) perte réalisée sur instruments financiers, charge (économie) d'impôt liée aux éléments ci-dessus, et quote-part (du profit net latent) de la perte nette latente sur les instruments financiers dérivés des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques. La comptabilisation des dérivés selon les IFRS exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché et que les variations de la valeur de marché des instruments dérivés pour lesquels la comptabilité de couverture n'est pas appliquée soient inscrites au compte de résultat. L'application de cette norme comptable donne lieu à une volatilité importante des résultats découlant de l'utilisation des dérivés. Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies de la Société vise à éliminer l'incidence des règles de l'évaluation à la valeur de marché sur les instruments financiers dérivés sur les résultats de la Société. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » pour obtenir le rapprochement du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies.

Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

Les références aux « flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie 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 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 la Société de générer des liquidités à long terme telles 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 fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. Innergex estime que cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la capacité de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Les lecteurs sont avisés que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » pour le rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

Les références aux « flux de trésorerie disponibles ajustés » visent les flux de trésorerie disponibles, exclusion faite des charges liées aux projets potentiels et d'éléments non récurrents.

Les références au « ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles. Innergex est d'avis qu'il s'agit d'une mesure de sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance.

Les références au « ratio de distribution ajusté » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles ajustés, compte tenu de l'incidence du RRD.

Indicateurs de rendement clés liés à la production

Production proportionnelle

Les références à la « quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent la participation d'Innergex dans la production des coentreprises et des entreprises associées.

Les références à la « production proportionnelle » dans le présent document visent la production, plus la quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion.

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre					
	2019			2018		
(en MWh)	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
Production	1 793 803	1 935 082	93 %	1 396 066	1 399 745	100 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)	25 902	31 318	83 %	24 279	31 318	78 %
Shannon (50 %)	91 956	92 696	99 %	82 718	92 696	89 %
Flat Top (51 %)	109 055	117 260	93 %	106 859	117 260	91 %
Dokie (25,5 %)	30 923	22 814	136 %	26 301	22 814	115 %
Jimmie Creek (50,99 %)	5 659	6 854	83 %	7 135	6 854	104 %
Umbata Falls (49 %)	16 656	16 188	103 %	22 306	16 188	138 %
Viger-Denonville (50 %)	9 740	10 150	96 %	11 058	10 150	109 %
Duqueco (50 %)[1]	52 591	58 081	91 %	69 692	58 081	120 %
Guayacán (50 %)[1]	6 212	7 530	82 %	8 155	7 530	108 %
Pampa Elvira (50 %)[1]	3 302	3 685	90 %	3 203	3 685	87 %
	351 996	366 576	96 %	361 706	366 576	99 %
Production proportionnelle	2 145 799	2 301 658	93 %	1 757 772	1 766 321	100 %

1. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).

(en MWh)	Exercices clos les 31 décembre					
	2019			2018		
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
Production	6 509 622	6 770 170	96 %	5 086 497	5 283 616	96 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)[1]	269 684	285 545	94 %	262 318	281 678	93 %
Shannon (50 %)[1]	344 892	356 903	97 %	308 911	323 319	96 %
Flat Top (51 %)[2]	441 528	444 975	99 %	312 408	339 956	92 %
Dokie (25,5 %)[1]	75 723	77 261	98 %	68 702	67 363	102 %
Jimmie Creek (50,99 %)[2]	93 603	84 904	110 %	88 504	84 594	105 %
Umbata Falls (49 %)	53 291	53 459	100 %	59 498	53 459	111 %
Viger-Denonville (50 %)	37 366	36 200	103 %	38 981	36 200	108 %
Duqueco (50 %)[3, 4]	161 752	166 525	97 %	117 270	111 850	105 %
Guayacán (50 %)[3, 4]	21 197	23 688	89 %	12 145	11 786	103 %
Pampa Elvira (50 %)[3, 4]	13 100	14 398	91 %	6 499	7 238	90 %
	1 512 136	1 543 858	98 %	1 275 236	1 317 443	97 %
Production proportionnelle	8 021 758	8 314 028	96 %	6 361 733	6 601 059	96 %

1. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.
2. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 23 mars 2018 au 31 décembre 2018.
3. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).
4. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et pour la période allant du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 31 décembre 2018.

INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion 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 du présent rapport de gestion.

Information financière future : L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, notamment les renseignements concernant la production, les coûts de projets estimés, les produits prévus, le BAIIA ajusté prévu et le BAIIA ajusté proportionnel prévu de la Société, les flux de trésorerie disponibles prévus et l'intention de payer un dividende trimestriel, l'estimation de la taille, des coûts et du calendrier des projets, y compris l'obtention des permis, le début des travaux de construction, les travaux réalisés et le début de la mise en service commerciale des projets en développement ou des projets potentiels, l'intention de la Société de soumettre des projets aux termes de demandes de propositions, l'admissibilité des projets américains aux CIP ou aux CII, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Ces renseignements visent à informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, de l'incidence financière potentielle des acquisitions réalisées et futures, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Hypothèses : L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société, à propos notamment, sans s'y limiter, des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, de rendement des projets, de la conjoncture économique et financière, des conditions du marché des capitaux, de la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital et l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun et de l'obtention des approbations réglementaires.

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Risques et incertitudes » du rapport annuel et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les CAÉ existants; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'énergie; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la défaillance de l'équipement ou les activités d'entretien et d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives régissant les dettes actuelles et futures; la possibilité que la Société ne déclare pas ni ne verse un dividende; l'incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions; l'intégration des acquisitions réalisées et futures; des changements quant au soutien gouvernemental pour l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en équipement; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; les changements dans la conjoncture économique générale; les risques politiques et réglementaires; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les CAÉ; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transport d'électricité (y compris la dépendance envers des tiers); les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les fluctuations du taux de change; l'augmentation des droits d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; la cybersécurité; le caractère suffisant de la couverture d'assurances; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée; la dépendance

envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; le fait que les produits provenant de certaines installations fluctuent en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité; les risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains; les modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et la disponibilité du financement par capitaux propres; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les risques liés aux éboulements, avalanches, tornades, ouragans ou autres événements en dehors du contrôle de la Société; les réclamations défavorables sur les titres de propriété; les responsabilités inconnues; la dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger nos droits et l'information confidentielle; et les risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite de représentants de la Société.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective est présentée à la date du présent rapport de gestion 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 du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Information prospective dans le présent rapport de gestion

Le tableau ci-dessous présente certaines informations prospectives contenues dans le présent rapport de gestion 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.

	Principaux risques et principales incertitudes
Production prévue Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (PMLT). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. Cette consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.	Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe Variations des régimes hydrologiques et éoliens, ainsi que de l'ensoleillement Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues Catastrophes naturelles et cas de force majeure Risques politiques et réglementaires affectant la production Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport d'électricité Litiges
Produits prévus Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris les parcs éoliens Foard City, Shannon et Flat Top, le parc solaire Phoebe et la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les CAÉ prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. La consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.	Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » Dépendance envers les CAÉ Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité Changements dans la conjoncture économique générale Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants

	Principaux risques et principales incertitudes
BAIIA ajusté prévu Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en ajoutant au (déduisant du) bénéfice net (perte nette) la provision liée à (le recouvrement de) la charge d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers.	Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus » Charges d'entretien imprévues
BAIIA ajusté proportionnel prévu Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté proportionnel annuel en additionnant le BAIIA ajusté prévu et la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part du montant net des autres produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex liée aux CIP.	Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu ».
Intention de payer un dividende trimestriel La Société évalue le dividende annuel qu'il 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
Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des projets en développement ou des projets potentiels La Société peut faire (dans la mesure du possible) une estimation de la puissance installée potentielle, des coûts estimés, des modalités de financement et du calendrier de développement et de construction pour chaque projet en développement ou projet potentiel fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, en plus d'information sur les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts et du calendrier de construction fournis par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) dont les services ont été retenus pour le projet. La Société fournit des indications tenant compte d'estimations sur sa position stratégique et sa position concurrentielle actuelles, ainsi que sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses projets en développement et de ses projets potentiels, que la Société évalue compte tenu de son expérience en tant que promoteur.	Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations Exécution par les principales contreparties, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Capacité à obtenir les terrains appropriés Obtention des permis Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants Inflation plus élevée que prévue Approvisionnement en matériel Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres Risques d'ordre réglementaire et politique Catastrophe naturelle et cas de force majeure Relations avec les parties prenantes Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers Résultats du processus de demande de règlements d'assurance Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable Capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d"électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants

	Principaux risques et principales incertitudes
Intention de répondre à des appels d'offres La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des offres aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.	Risques réglementaires et politiques Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires Capacité de conclure de nouveaux CAÉ Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable Relations avec les parties prenantes
Admissibilité aux CIP et aux crédits d'impôt à l'investissement (« CII ») et point de basculement attendu de la participation au partage fiscal Pour certains projets en développement aux États-Unis, la Société a effectué des activités sur place et hors site dans le but de les rendre admissibles pour la pleine valeur des CIP ou des CII et ainsi d'obtenir des participations au partage fiscal. Pour évaluer l'admissibilité potentielle d'un projet, la Société tient compte des travaux de construction réalisés et du moment où ils ont été réalisés. Le point de basculement attendu pour les participations au partage fiscal est déterminé en fonction des PMLT et des produits de chaque projet et est assujetti en outre aux risques connexes mentionnés ci-dessus.	Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres Risques réglementaires et politiques Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Obtention des permis

RISQUES ET INCERTITUDES

La Société est exposée à divers risques et incertitudes et elle a décrit ci-dessous ceux qu'elle considère comme importants. D'autres risques et incertitudes sont présentés à la rubrique « Facteurs de risque » de la Notice annuelle de la Société la plus récente accessible sur SEDAR à sedar.com. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui sont actuellement inconnus de la Société, ou qu'elle considère comme peu importants, pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur les activités de la Société.

Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires
La stratégie de la Société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou à développer des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un attrayant rendement du capital investi ajusté aux risques et de distribuer un dividende stable. Toutefois, rien ne garantit que la Société soit en mesure d'acquérir ou de créer des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité à des prix attrayants pour poursuivre sa croissance. De plus, cette stratégie peut exiger la cession par la Société de certains actifs, la poursuite de nouvelles occasions, le soutien ou la réalisation des avantages d'acquisitions réalisées ou futures, la mobilisation de capitaux supplémentaires et/ou la réduction des dettes de la Société.

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

Capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux
Le développement futur et la construction de nouvelles installations ainsi que la croissance des projets en développement et des projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés par la Société au moyen de l'encaisse générée par ses installations en exploitation, d'emprunts ou d'émissions et de ventes d'actions supplémentaires. Si les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres additionnels de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'effectuer les investissements nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes ou futures serait compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables pour le financement du développement ou de l'expansion. Un grand nombre de projets d'énergie renouvelable seront réalisés au cours des prochaines années, ce qui aura des répercussions sur la disponibilité des capitaux. De plus, le versement de dividendes pourrait nuire à la capacité de la Société de financer ses projets en cours et futurs.

De plus, les efforts de mobilisation de capitaux de la Société pourraient comprendre l'émission et la vente d'actions ordinaires supplémentaires, ou de titres d'emprunt convertibles en actions ordinaires, lesquels pourraient, selon le prix auquel ils sont vendus ou convertis, avoir un effet dilutif important pour les porteurs des actions ordinaires de la Société et une incidence négative sur le cours des actions ordinaires de la Société.

Risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés
Les instruments financiers dérivés sont conclus avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend du rendement de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait comporter un risque de liquidité. Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme sur obligations à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt et contrats de change.

La survenance de l'une des éventualités susmentionnées pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités de la Société, sa situation financière et ses résultats d'exploitation. La Société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque de fluctuation des taux d'intérêt sur son financement par emprunt ou de fluctuation des devises étrangères ou du prix du marché de l'électricité. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

Du fait de la nature de ses activités liées à l'électricité et à la gestion des risques, la Société est exposée à des risques financiers, qui comprennent, notamment : i) les variations défavorables des prix des marchandises, des taux d'intérêt ou des taux de change, qui peuvent entraîner une perte financière ou une perte d'opportunité pour la Société; ii) un nombre insuffisant de contreparties en raison des conditions de marché ou d'autres circonstances, ce qui pourrait faire en sorte que la Société se trouve incapable de liquider ou de compenser une position, ou encore de le faire à un prix égal ou qui se rapproche du prix antérieur sur le marché; iii) l'incapacité des contreparties de la Société de lui remettre les fonds ou les instruments prévus, ou de le faire au moment escompté, iv) l'omission par l'une des contreparties de la Société d'honorer ses obligations envers elle; v) une perte causée par une erreur humaine ou par une défaillance des systèmes ou des contrôles de la Société; et vi) une perte résultant de l'impossibilité de faire valoir la valeur juridique de contrats ou de transactions mal documentées.

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

Délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets
Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des projets en développement, le développement et la construction des projets potentiels et des projets futurs que la Société entreprendra. Certains facteurs peuvent causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, l'escalade des prix de la construction, des modifications des exigences d'ingénierie et de conception, le rendement des entrepreneurs, des conflits de travail, des intempéries et la disponibilité du financement. Même une fois achevée, une installation peut ne pas fonctionner comme prévu en raison de défauts de conception ou de fabrication, qui pourraient ne pas tous être couverts par une garantie. Un problème mécanique pourrait également se produire dans de l'équipement après l'expiration de la période de garantie, ce qui entraînerait une perte de production ainsi que des coûts de réparation. De plus, si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leur CAÉ, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants
L'obtention de nouveaux CAÉ, qui constitue une composante clé de la stratégie de croissance de la Société, comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la Société est confrontée. La Société s'attend à continuer de conclure diverses formes de CAÉ (détenus par des sociétés ou des services publics) relativement à la vente de son énergie, contrats qu'elle obtiendra principalement par l'intermédiaire de sa participation à des processus de demandes de propositions concurrentiels ou des négociations bilatérales. Au cours de ces processus et négociations, la Société doit se mesurer aux concurrents, en l'occurrence des services publics de grande envergure et de petits producteurs d'énergie indépendants, dont certains possèdent des ressources, notamment financières, nettement supérieures à celles de la Société. Rien ne garantit que la Société soit choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'une demande de propositions en particulier, que la Société aura du succès dans de telles négociations ou que des CAÉ existants soient renouvelés ou le seront moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

Fluctuations touchant les prix de l'énergie éventuels
Si la Société est incapable d'obtenir ou de renouveler des CAÉ pour ses actifs en développement, ou de maintenir ou de renouveler les CAÉ pour ses actifs en exploitation ou contrats de vente pour 100 % de la production, la Société peut être contrainte de vendre l'électricité produite au prix du marché. Bien que la majorité de la production du parc éolien Shannon, du parc éolien Flat Top, du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe soit vendue conformément à des CAÉ à long terme, la production qui n'est pas vendue sous un contrat à long terme de couverture énergétique est et sera assujettie aux prix du marché. Si la Société est incapable de produire assez d'énergie pour satisfaire à ses obligations contractuelles en vertu des CAÉ, la Société sera obligée d'acheter de l'énergie provenant de tiers aux prix du marché. Si le point de règlement des contrats à long terme de couverture énergétique (une forme de CAÉ) de la Société diffère du point d'interconnexion, les ventes d'électricité en vertu de cette couverture énergétique seront assujetties aux risques de localisation. Cette différence potentielle de tarification est désignée comme étant « un différentiel de base ». Selon les particularités spécifiques aux couvertures énergétiques, un grand différentiel de base pourrait obliger la Société à acheter de l'énergie de tiers aux prix du marché, ou compléter autrement le différentiel de base au fournisseur de couverture énergétique. Les ventes d'électricité sous des couvertures énergétiques

doivent également être vendues en blocs de périodes horaires. Si la production de la Société au sein d'un bloc donné est insuffisante pour satisfaire à ses engagements contractuels, elle pourrait être tenue d'acheter l'électricité d'un tiers aux prix du marché afin de respecter ses engagements. Ce risque potentiel est désigné comme étant « risque de forme ».

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

Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement
La propriété, la construction et l'exploitation d'actifs de production d'énergie de la Société comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement afin de remédier à des conditions dangereuses et/ou de prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, à des pénalités éventuelles pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et à une responsabilité civile éventuelle. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations, telles que le niveau sonore et d'autres restrictions opérationnelles, demeure importante pour les activités de la Société. La Société a engagé et continuera d'engager d'importantes dépenses en immobilisations et des dépenses d'exploitation afin de se conformer aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement et d'obtenir des licences, des permis et d'autres autorisations, et de s'y conformer, et d'évaluer et de gérer son risque de responsabilité éventuelle. Néanmoins, il est possible que la Société devienne assujettie à des ordonnances gouvernementales, à des enquêtes, à des demandes de renseignements ou à d'autres instances (y compris des poursuites civiles) concernant des questions touchant la santé, la sécurité et l'environnement. Si l'un de ces événements survenait ou s'il y avait des modifications ou des ajouts aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations ou une application plus rigoureuse de ceux-ci, cela pourrait avoir une incidence importante sur l'exploitation et entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, on ne peut garantir que d'autres questions concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues n'exigeront pas des dépenses imprévues ou n'entraîneront pas non plus des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour les activités et l'exploitation de la Société.

Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations
La Société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'énergie. Ces installations présentent une plus grande incertitude quant à leur faisabilité, à leur acceptabilité sociale et à la rentabilité future que les installations en exploitation existantes dont le rendement a été prouvé. Dans certains cas, bon nombre de facteurs ayant un effet sur les coûts n'ont pas encore été établis, notamment les paiements de redevances sur les terrains, les redevances d'utilisation d'eau ou les taxes municipales ou autres taxes applicables. La Société est tenue, dans certains cas, d'avancer des fonds et de déposer des cautionnements d'exécution pendant l'aménagement de ces nouvelles installations. Si certaines de ces installations ne sont pas réalisées ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes ou impôts imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la Société.

Obtention de permis
À l'heure actuelle, la Société ne détient pas toutes les approbations, les licences et les permis nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets en développement ou des projets potentiels, y compris les approbations et les permis environnementaux nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets en développement ou des projets potentiels. Tout manquement à obtenir les licences, les approbations ou les permis nécessaires, y compris les renouvellements ou les modifications de ceux-ci ou tout retard dans l'obtention de ces licences, approbations ou permis nécessaires, y compris des renouvellements ou des modifications de ceux-ci, pourrait entraîner un retard dans la construction des projets en développement ou des projets potentiels ou faire en sorte que ceux-ci ne soient pas terminés ou commencés. Rien ne garantit que l'un des projets potentiels résulte en une installation en exploitation.

En outre, des retards peuvent survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires pour les projets énergétiques futurs.

De temps à autre, et de façon à prendre en compte les longs délais d'approvisionnement souvent associés à la fourniture de l'équipement, la Société peut commander de l'équipement et effectuer des dépôts sur celui-ci, ou faire avancer des projets avant d'avoir obtenu tous les permis et toutes les licences nécessaires. La Société n'entreprend de telles actions que lorsqu'elle croit raisonnablement que ces permis ou licences seront émis en temps utile, préalablement à l'obligation de débourser le montant intégral du prix d'achat. Toutefois, tout retard dans l'octroi de ces permis ou licences pourrait nuire à la Société.

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

Défaillance de l'équipement ou activités d'entretien et d'exploitation imprévues
Les installations de la Société sont assujetties au risque de défaillance d'équipement attribuable à la détérioration du bien en raison notamment de l'usage ou de l'âge, à un défaut caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'exploitant, entre autres choses. Si l'équipement d'une installation exige des temps d'arrêt plus longs que prévu pour l'entretien et la réparation, ou si la production d'électricité est perturbée pour d'autres motifs, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable.

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement
Les fluctuations des taux d'intérêt constituent une préoccupation particulièrement importante dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements, comme le secteur de l'énergie électrique. La Société est exposée aux risques liés aux taux d'intérêt et au refinancement de la dette à l'égard des facilités de crédit bancaire à taux variable utilisées pour les financements de construction et à long terme. La capacité de la Société de refinancer à des conditions favorables la dette dépend des conditions des marchés des capitaux d'emprunt, qui sont de nature variable et difficiles à prévoir. La Société est également exposée aux risques liés à la fluctuation des taux d'intérêt et au refinancement, qui pourraient avoir une incidence sur la capacité de la Société à mobiliser des capitaux supplémentaires.

Effet de levier financier et clauses restrictives régissant les dettes actuelles et futures
Les activités de la Société et de ses filiales sont assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la Société et de ses filiales pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : i) la capacité de la Société et de ses filiales d'obtenir à l'avenir un financement supplémentaire pour son fonds de roulement, ses dépenses en immobilisations, ses acquisitions ou ses autres projets en développement pourrait être restreinte; ii) la Société et ses filiales pourraient devoir affecter une partie importante des flux de trésorerie qu'elles tireront de leurs activités au paiement du capital et des intérêts sur leur dette, ce qui réduirait les fonds disponibles pour leurs activités futures; iii) certains des emprunts de la Société et de ses filiales seront à des taux d'intérêt variables, ce qui les exposera au risque de l'augmentation des taux d'intérêt; et iv) la Société et ses filiales pourront être plus vulnérables aux ralentissements de l'économie et limitées dans leur capacité à se mesurer à la concurrence.

La Société et ses filiales sont assujetties à des restrictions financières et d'exploitation en raison de clauses restrictives figurant dans certains contrats de financement, de sûreté et de prêt. Ces clauses restrictives imposent des restrictions ou limitent la capacité de la Société et de ses filiales, entre autres, à contracter des dettes supplémentaires, à fournir des garanties relatives à la dette, à créer des charges, à aliéner des actifs, à effectuer des liquidations, dissolutions, fusions, regroupements ou à mettre en vigueur toute restructuration générale ou du capital, à verser des distributions ou à des dividendes, à émettre des titres de participation et à créer des filiales. Ces restrictions peuvent limiter la capacité de la Société et de ses filiales à obtenir du financement supplémentaire, à résister au fléchissement des activités de la Société et de ses filiales et à tirer profit d'occasions d'affaires. De plus, la Société et ses filiales peuvent être tenues d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent la capacité de la Société et de ses filiales de faire croître leur entreprise, d'acquérir les actifs ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la Société ou ses filiales.

Possibilité que la Société ne déclare pas ni ne verse un dividende
Les porteurs d'actions ordinaires, d'actions série A et d'actions série C n'ont pas le droit de recevoir de dividendes sur ces actions sauf si le conseil d'administration en déclare. La Société ne fait face à aucune restriction qui pourrait l'empêcher de verser des dividendes ou des distributions. En date du présent rapport de gestion, la Société ne prévoit pas modifier sa politique en matière de dividendes. Toutefois, la déclaration de dividendes est à la discrétion du conseil d'administration même si la Société dispose d'assez de fonds, déduction faite des dettes, pour verser ces dividendes.

La Société peut ne pas déclarer ni verser un dividende si l'encaisse de la Société disponible pour distribution n'est pas suffisante ou si elle a des motifs raisonnables de croire i) que la Société ne peut, ou ne pourrait de ce fait, acquitter son passif à échéance; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et du capital déclaré de ses actions en circulation. Aucune garantie ne peut être donnée quant à savoir si la Société versera des dividendes à l'avenir ni quant à la fréquence ou au montant de ces versements.

Impossibilité de réaliser les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures
La Société est d'avis que les acquisitions réalisées et futures lui apporteront des avantages. Cependant, il y a un risque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus ne se matérialise pas ou ne se matérialise pas dans les délais prévus par la direction de la Société. La réalisation de ces avantages peut être touchée par un certain nombre de facteurs, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de la Société.

Intégration des acquisitions réalisées et futures
L'intégration des acquisitions d'entreprises et/ou de projets réalisées et futures et de leurs activités, employés et dirigeants, opérations et installations respectifs peut entraîner des défis importants et la direction de la Société pourrait être incapable de mener à bien l'intégration avec succès ou pourrait être tenue d'investir des sommes importantes ou de consacrer d'autres ressources. Pour les acquisitions réalisées et futures, rien ne garantit que la direction sera en mesure d'intégrer avec succès les équipes, les activités et les installations qui font partie de ces acquisitions ou de bénéficier pleinement de tous les avantages attendus de ces acquisitions.

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

Variations du rendement des installations et pénalités connexes
La capacité des installations de la Société à produire la quantité maximale d'énergie pouvant être vendue à Hydro-Québec, à BC Hydro, à l'IESO, à Électricité de France et à d'autres acheteurs d'électricité aux termes des CAÉ constitue un facteur déterminant des produits d'exploitation de la Société. Si l'une des installations de la Société produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année de contrat donnée ou qu'elle est par ailleurs en défaut aux termes de son CAÉ respectif, la Société pourrait devoir payer une pénalité à l'acheteur visé. Le paiement de ces pénalités par la Société pourrait avoir une incidence défavorable sur ses produits d'exploitation et sa rentabilité.

Capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés
Les dirigeants et les autres employés clés de la Société jouent un rôle important dans le succès de celle-ci. La conduite des activités de la Société et l'exécution de la stratégie de croissance de celle-ci reposent essentiellement sur le travail d'équipe. Le rendement ainsi que la croissance future de la Société dépendent en grande partie des aptitudes, de l'expérience et des efforts des membres de l'équipe de la direction. La capacité de la Société à maintenir en poste les membres de l'équipe de la direction ou à attirer des remplaçants adéquats dans l'éventualité où des membres clés de l'équipe de la direction venaient à quitter la Société est tributaire de la nature concurrentielle du marché de l'emploi.

La perte des services d'un membre de l'équipe clé de la direction ou une diminution de sa disponibilité pourrait avoir une incidence défavorable sur les perspectives d'avenir, sur la situation financière et sur les flux de trésorerie de la Société.

En outre, une telle perte pourrait être perçue de façon négative sur les marchés des capitaux. Aussi, le succès de la Société dépend largement de sa capacité continue à attirer, former et maintenir en poste des employés qualifiés afin de répondre à ses besoins de temps à autre.

Litiges
Dans le cours normal de ses activités, la Société pourrait être partie à diverses poursuites judiciaires, notamment intentées pour faire valoir une réclamation en cas de blessures corporelles, de dommages matériels et de différends en matière d'impôts fonciers, de droits fonciers et de contrats. La Société constitue des provisions adéquates à l'égard des réclamations en cours ou en suspens, notamment celles indiquées à la rubrique « Poursuites et application de la loi ». L'issue définitive des poursuites en cours, en suspens ou futures ne peut être prédite avec certitude et, par conséquent, il n'est pas certain qu'elle n'aura pas une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société au cours d'un trimestre ou d'un exercice donné.

Défaut d'exécution des principales contreparties
La Société est partie à des bons de commande ou ordres d'achat avec des tiers fournisseurs pour de l'équipement de production d'énergie pour les projets en construction, les contrats d'interconnexion avec générateur conclus avec des services publics et autres fournisseurs de services d'interconnexion pour l'infrastructure de transmission et le droit à l'interconnexion de tels projets, aux termes desquels chacun comporte qu'un dépôt doit être versé avant que l'équipement ne soit livré et elle est aussi partie à des contrats de construction avec des entrepreneurs et autres tiers. Si un ou plusieurs de ces fournisseurs ou entrepreneurs sont incapables de respecter leurs engagements aux termes de ceux-ci, cela pourrait entraîner des pertes de revenu, des retards dans la construction et une augmentation des coûts de construction pour la Société. Si l'un des fournisseurs d'équipement, entrepreneur ou fournisseurs de transmission ne remplit pas ses obligations envers la Société, la Société pourrait ne pas être en mesure de respecter ses engagements, ce qui pourrait entraîner des cas de défaut potentiels aux termes des CAÉ ou des couvertures énergétiques.

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

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

Approvisionnement en équipement
L'aménagement et l'exploitation des installations de la Société sont tributaires de l'approvisionnement en équipement de tierces parties. Les prix de l'équipement peuvent augmenter rapidement en fonction, entre autres, de la disponibilité de l'équipement, des prix des matières premières et du marché pour ces produits. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en équipement pourrait nuire à la rentabilité future des installations de la Société et à la capacité de la Société de mettre en œuvre d'autres projets. Rien ne garantit que les fabricants rempliront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur de la Société à l'égard de ses engagements pourrait nuire à la capacité de la Société à réaliser les projets conformément à l'échéancier et à respecter ses engagements aux termes des CAÉ.

Exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires
La Société est assujettie à différentes formes d'imposition dans divers territoires partout dans le monde, notamment l'impôt sur le revenu, la retenue d'impôt, l'impôt sur le capital, l'impôt foncier, les taxes de vente, les taxes sur les transferts et droits de mutation et les cotisations et charges sociales, qui peuvent être modifiés ou peuvent entraîner des désaccords avec les autorités fiscales concernant l'application de la législation fiscale. La législation fiscale et l'administration des impôts et taxes sont extrêmement complexes et exigent souvent de la Société qu'elle prenne des décisions subjectives. Le calcul des impôts et taxes comporte de nombreux facteurs, y compris l'interprétation de la législation fiscale dans divers territoires où la Société est ou pourrait devenir visée par des cotisations fiscales. L'estimation des actifs, des passifs, des recouvrements et des dépenses liés à l'impôt faite par la Société comporte d'importantes hypothèses, qui comprennent, notamment les taux d'imposition dans divers territoires, l'incidence des conventions fiscales entre les territoires et les projections relatives au revenu imposable. Dans la mesure où ces hypothèses diffèrent des résultats réels, la Société pourrait devoir inscrire des charges d'impôt et obligations fiscales supplémentaires, y compris l'intérêt et les pénalités.

Changements dans la conjoncture économique générale
Des changements dans la conjoncture économique en général pourraient avoir une incidence sur l'évaluation de la valeur des actifs de la Société, ce qui pourrait avoir une incidence sur sa capacité de réunir des capitaux, notamment par le financement, le refinancement, la cession de certains actifs ou, en général, sur sa capacité d'exécuter sa stratégie. De plus, la plupart des CAÉ de la Société ont un prix fixe rajusté à chaque année en fonction de l'inflation fondé sur une formule d'IPC. Si l'inflation est plus faible que prévu ou si elle diminue, les produits projetés de la Société, le BAIIA projeté ajusté et les flux de trésorerie disponibles pourraient être moins élevés que prévu ou réduits, ce qui aurait dans chaque cas une incidence sur le ratio de distribution.

Risques réglementaires et politiques
L'aménagement et l'exploitation des installations de production d'énergie sont assujettis aux modifications des exigences réglementaires gouvernementales et des lois applicables, notamment les règlements concernant l'environnement, les effets environnementaux imprévisibles, la conjoncture économique en général et d'autres questions indépendantes de la volonté de la Société.

De plus, l'exploitation d'une installation de production d'énergie est assujettie à une réglementation importante imposée par divers organismes gouvernementaux, à l'échelle municipale, provinciale, étatique et fédérale. Il existe toujours un risque que les politiques et les lois gouvernementales soient modifiées, ce qui pourrait avoir pour effet d'entraîner une augmentation des coûts et taux, notamment des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, de l'impôt sur le revenu et sur le capital et des taxes municipales.

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

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

Dépendance envers diverses formes de CAÉ
L'énergie produite par la Société est en grande partie vendue aux termes de plusieurs conventions d'achat d'électricité à long terme et dans certains cas, des couvertures énergétiques et contrats de détail commerciaux ou industriels. Si, pour toute raison, l'un des acheteurs de l'énergie aux termes de ces CAÉ ou des instruments dérivés énergétiques est incapable de respecter ses obligations contractuelles aux termes du CAÉ ou des instruments dérivés énergétiques pertinents ou n'est pas prêt à le faire, ou s'il refuse d'accepter la livraison de l'énergie aux termes d'un CAÉ ou un instrument dérivé énergétique pertinent, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable. Si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leurs CAÉ ou une couverture énergétique respectifs, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ ou à la couverture énergétique concerné.

Disponibilité et fiabilité des réseaux de transport
La capacité de la Société de vendre de l'électricité est influencée par la disponibilité des divers réseaux de transport de chaque territoire. Une défaillance des installations de transport existantes, une capacité de transport insuffisante ou des délais dans la construction auraient une incidence défavorable importante sur la capacité de la Société de livrer l'électricité à ses diverses contreparties ou pour le point d'interconnexion, ce qui aurait une incidence sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

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

Fluctuations des cours du change
La Société achète à l'occasion de l'équipement auprès de fournisseurs étrangers. De ce fait, elle peut être exposée aux fluctuations du dollar canadien par rapport aux devises dans lesquelles ces achats sont libellés. Notre travail de développement et d'exploitation au Canada, France, aux États-Unis et en Amérique latine nous expose aux fluctuations des devises étrangères.

Certains de nos produits et les coûts sont libellés en dollars US ou pourraient être libellés en devises autres que le dollar canadien. Des fluctuations des cours du change peuvent influer sur les résultats de la Société qui sont déclarés en dollars canadiens.

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

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

La Société est tenue de verser des redevances pour les droits d'utilisation de l'eau dans ses centrales hydroélectriques en exploitation commerciale. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les gouvernements changent la manière dont ils réglementent l'approvisionnement en eau ou l'application de tels règlements (notamment les gouvernements du Québec, de la Colombie-Britannique, de l'Ontario, de l'Idaho aux États-Unis et du Chili) où la Société a des installations hydroélectriques en exploitation, cela pourrait nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la Société.

Évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe

La force et la constance des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires à la disposition des centrales de la Société peuvent différer des prévisions de la Société. Les estimations de production d'électricité de la Société sont fondées sur des hypothèses et des facteurs intrinsèquement incertains qui pourraient expliquer des écarts entre la production réelle d'énergie et les estimations de la Société, notamment : i) la mesure dans laquelle les données hydrologiques, éoliennes ou solaires recueillies pour un site particulier reflètent exactement la vitesse du vent, le cours d'eau et le rayonnement solaire à long terme; ii) la mesure dans laquelle les données historiques reflètent exactement la force et la constance futures de l'eau, du vent et du soleil; iii) l'intensité de la corrélation entre les données sur l'eau, le vent et le soleil propres à un site et les données régionales à plus long terme; iv) l'incidence éventuelle des facteurs climatiques et des changements climatiques; v) l'exactitude des hypothèses concernant différents facteurs, notamment le climat, l'accumulation de glace sur les turbines éoliennes et de neige sur les panneaux solaires et leur encrassement, l'accès au site, les pertes par effet de sillage et les pertes de transmission et le cisaillement du vent; vi) l'exactitude des anémomètres servant à mesurer la vitesse du vent et la différence entre la hauteur du centre des éoliennes et celle des tours météorologiques utilisées pour la collecte de données; vii) l'incidence éventuelle des variations topographiques, de l'emplacement des turbines et des conditions locales, y compris de la végétation; viii) l'incertitude inhérente aux méthodologies particulières et aux modèles connexes, en particulier les modèles de prévision utilisés pour prévoir les ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires; et ix) la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Changements climatiques à l'échelle mondiale

Les changements climatiques à l'échelle mondiale, y compris les répercussions du réchauffement planétaire, présentent des risques physiques et financiers qui pourraient avoir un effet défavorable sur les activités de la Société, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie. Les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et leur prévisibilité peuvent être touchées par des changements climatiques imprévus comme les ouragans, les tempêtes de vent, les tempêtes de grêle, les tempêtes de pluie, les tempêtes de verglas, les inondations, les conditions hivernales difficiles et les incendies de forêt. Si les changements climatiques influencent les conditions météorologiques, l'utilisation d'énergie par les consommateurs pourrait fluctuer à la hausse ou à la baisse en fonction de la durée et de l'importance de ces changements.

La Société gère attentivement les risques physiques, y compris la préparation et la réaction aux conditions météorologiques exceptionnelles au moyen d'activités telles que la sélection proactive du tracé, le renforcement des actifs, l'entretien régulier et l'assurance. La Société respecte des codes d'ingénierie réglementés et cherche des façons d'augmenter la fiabilité et la résilience de son réseau dans le respect des codes. Lors de la planification d'investissements en capital ou de l'acquisition d'actifs, les conditions météorologiques et les facteurs climatiques propres au site, comme la cartographie des plaines inondables et l'historique des conditions météorologiques exceptionnelles sont prises en considération. Les activités de prévention comprennent les plans de gestion des incendies de forêt et la gestion de la végétation pour les activités de distribution et de transport d'électricité. La société a établi des mesures d'urgence poussées pour réagir en cas de conditions météorologiques exceptionnelles.

Catastrophes naturelles et cas de force majeure

Les installations, les activités et les projets en développement de la Société risquent de subir des dommages, des pertes partielles ou complètes, causés notamment par des désastres naturels (p. ex., inondations, vents violents, incendies et tremblements de terre), des défectuosités du matériel ou un autre événement imprévu. La survenance d'événements importants qui perturbent ou suspendent la capacité des actifs de production d'énergie de la Société de produire ou de vendre de l'énergie au cours d'une période prolongée, notamment des événements qui empêchent les clients existants aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités de la Société. Les actifs de production d'énergie de la Société pourraient subir les effets de conditions météorologiques rigoureuses, de catastrophes naturelles et d'événements éventuellement catastrophiques, tels qu'un accident ou incident majeur. Dans un tel cas, il se peut que la Société doive tout de même s'acquitter de ses obligations aux termes des CAÉ ou d'autres ententes conclues avec des tiers. En outre, des cas de force majeure touchant nos actifs peuvent entraîner des dommages à l'environnement ou nuire à des tiers. De plus,

un grand nombre des projets de la Société sont situés dans des régions éloignées, ce qui rend difficile l'accès pour y réparer les dommages.

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

Caractère suffisant de la couverture d'assurance
Bien que la Société maintienne la garantie d'assurance, il est impossible de garantir que cette assurance continuera d'être offerte à des conditions acceptables sur le plan économique ni que sont assurés tous les événements qui pourraient donner lieu à une perte ou à un sinistre éventuel, ni que les montants d'assurance seront à tout moment suffisants pour couvrir chacune des pertes ou réclamations pouvant survenir relativement aux activités et aux actifs de la Société.

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

Les produits provenant de certaines centrales varieront en fonction du prix du marché (ou au comptant) de l'électricité
Étant donné que les prix de l'électricité achetée de certaines installations en exploitation varient selon le prix du marché de l'électricité (y compris celui pour la centrale Miller Creek qui se fonde sur une formule qui utilise le prix au comptant Platts Mid-C pour l'électricité), les produits de ces centrales sur le marché de l'électricité ou aux termes du CAÉ applicable varieront. Sans limiter la portée générale de ce qui précède, pour la centrale Miller Creek, si l'indice Platts Mid-C diminue par rapport à ses niveaux actuels, les produits et le BAIIA ajusté de la centrale Miller Creek seront touchés de façon négative. Une augmentation de la volatilité du prix au comptant Platts Mid-C rendrait moins prévisibles les produits éventuels et le BAIIA ajusté de la centrale Miller Creek et pourrait avoir un impact négatif sur les résultats de la Société.

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

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

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

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

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

Risques liés aux éboulements, aux avalanches, aux tornades, aux ouragans ou à d'autres événements en dehors du contrôle de la Société
Les dangers comme des formations géologiques inhabituelles ou inattendues, des pressions, des conditions de fond de trou, des éboulements ou d'autres événements associés aux terrains en pente, des défaillances mécaniques, des éruptions, des cratères, des affaissements du sol localisés, l'inflation du sol localisée, la pollution et d'autres risques matériels et environnementaux peuvent avoir une incidence sur nos activités de développement et de production.

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

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

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

Dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger nos droits et l'information confidentielle
Le succès de la Société et sa position concurrentielle dépendent en partie de nos méthodes exclusives et de notre propriété intellectuelle. Bien que la Société cherche à protéger ses droits de propriété par différents moyens, elle ne peut pas garantir que les mesures de protection qu'elle a prises sont adéquates afin de protéger ces droits.

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

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

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation d'états financiers consolidés conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours des périodes considérées, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant notamment sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, la dépréciation d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des frais de développement de projets et du goodwill, l'impôt différé, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, de même que sur la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, l'efficacité des relations de couverture et le classement des entités structurées. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement si les hypothèses et les estimations changeaient. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

Juste valeur des instruments financiers

Certains instruments financiers, tels que les instruments financiers dérivés, sont comptabilisés dans les états consolidés de la situation financière à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont reflétées dans le résultat, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les variations sont comptabilisées dans le résultat global. La juste valeur de certains instruments financiers est estimée au moyen de techniques d'évaluation tenant compte de plusieurs hypothèses liées, notamment, aux taux d'intérêt, aux écarts de taux, aux taux de change, aux prix à terme et à d'autres éléments.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles et incorporelles représentent une partie importante du total de l'actif de la Société. La Société estime la durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles sur une base annuelle et ajuste l'amortissement de façon prospective, si nécessaire.

Dépréciation des actifs non financiers

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la valeur recouvrable d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie au moyen des calculs de la valeur d'utilité fondés sur les flux de trésorerie futurs actualisés. Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'estimations, notamment la production d'électricité, la durée des projets, les prix de vente, les coûts d'exploitation, les dépenses d'investissement, le taux de croissance et le taux d'actualisation. La probabilité que le développement de projets soit possible est aussi évaluée en fonction de l'environnement commercial concurrentiel et de la volonté des autorités gouvernementales de fournir des sources additionnelles d'énergie.

Juste valeur des acquisitions d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations lorsqu'elle détermine la juste valeur à la date d'acquisition attribuée à la contrepartie transférée ainsi qu'aux actifs acquis et aux passifs repris dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La juste valeur estimative est calculée au moyen de techniques d'évaluation tenant compte de plusieurs hypothèses, liées notamment à la production future, aux bénéfices, aux charges, ainsi qu'aux taux d'actualisation.

Détermination du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise

Pour déterminer si la Société exerce un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une entreprise, la Société doit émettre des hypothèses et formuler des jugements dans le cadre de l'évaluation des exigences de classement.

En se fondant sur les accords contractuels conclus entre la Société et ses associés respectifs ainsi que sur la participation économique de celle-ci de plus de 50 % dans Kwoiek Creek Resources L.P., Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., Kokomo Solar 1, LLC, Spartan PV 1, LLC, Foard City Wind, LLC et Phoebe Energy Project, LLC, la Société est arrivée à la conclusion qu'elle contrôle ces deux entités.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, qui représente la valeur actualisée des coûts futurs de remise en état pour divers projets. Les estimations de ces coûts sont tributaires des coûts de la main-d'œuvre, de l'efficacité des mesures correctrices et de remise en état, des taux d'inflation, des taux d'actualisation qui reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et les risques propres à l'obligation, ainsi que du calendrier des sorties de fonds.

Couverture

La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

La Société peut, de temps à autre, conclure des contrats à long terme de couverture du prix de l'électricité qui nécessitent une part importante de jugement pour déterminer la juste valeur et la désignation des couvertures de l'électricité à long terme. Dans le cadre de la désignation des couvertures de l'électricité en tant que couvertures de flux de trésorerie, la Société pose certains jugements concernant la probabilité d'événements futurs. Dans le cadre de la détermination de la juste valeur, la Société formule certaines hypothèses, fait certaines estimations et pose certains jugements concernant des événements futurs. Les prix de l'électricité futurs provisionnels non observables sont par nature subjectifs et ont une incidence sur la variation de la juste valeur comptabilisée au compte consolidé de résultat et à l'état consolidé du résultat global.

CHANGEMENT DE MÉTHODES COMPTABLES

Nouvelles normes comptables et interprétations adoptées au cours de l'exercice

IFRS 16, *Contrats de location*

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui prévoit un modèle exhaustif pour l'identification de contrats de location et leur traitement dans les états financiers des bailleurs et des preneurs. Elle remplace IAS 17, *Contrats de location*, et ses directives interprétatives connexes. D'importants changements ont été apportés à la comptabilisation par le preneur, car la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement a été supprimée et la comptabilisation des actifs et des passifs touche tous les contrats de location (sous réserve de quelques exceptions limitées à l'égard de contrats de location à court terme et de contrats de location d'actifs de moindre valeur). En revanche, IFRS 16 ne comporte pas de modifications importantes des exigences relatives aux bailleurs. La Société a adopté cette norme rétrospectivement le 1er janvier 2019 sans retraiter les chiffres des périodes comparables, comme le permettent les dispositions transitoires propres à la norme (méthode rétrospective modifiée).

Le tableau qui suit présente l'incidence de l'application d'IFRS 16 sur les soldes d'ouverture de l'état consolidé de la situation financière au 1er janvier 2019 :

	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Aménagement des emplacements / Administration	Total
Actifs courants					
Charges payées d'avance et autres	—	(1 640)	(50)	—	(1 690)
Actifs non courants					
Actifs au titre de droits d'utilisation présentés dans les immobilisations corporelles	2 775	56 652	839	63 622	123 888
Passifs courants					
Fournisseurs et autres créditeurs	—	(72)	—	—	(72)
Obligations locatives présentées dans les autres passifs	50	2 410	12	2 612	5 084
	50	2 338	12	2 612	5 012
Passifs non courants					
Obligations locatives présentées dans les autres passifs	2 725	52 674	777	61 010	117 186

Participations au partage fiscal

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, la Société a procédé à un changement de la méthode de comptabilisation du financement de partage fiscal, qui était précédemment comptabilisé comme un élément des capitaux propres, ce qui a donné lieu à un reclassement du financement de partage fiscal en tant que passif financier. Ce changement a été appliqué au cours du quatrième trimestre de 2019. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude. Ce changement a donné lieu aux reclassements suivants :

États consolidés de la situation financière

	Au 31 décembre 2018
Immobilisations corporelles	(12 265)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	47 139
Total des actifs	34 874
Tranche à court terme des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs	(208)
Prêts et emprunts à long terme	(503)
Passifs d'impôt différé	53 109
Total des passifs	52 398
Déficit	(1 552)
Cumul des autres éléments du résultat global	1 021
Participations ne donnant pas le contrôle	(16 993)
Total des capitaux propres	(17 524)
Total des passifs et des capitaux propres	34 874

Comptes consolidés de résultat

	Exercice clos le 31 décembre 2018
Amortissement	(670)
Charges financières	186
Autres produits, montant net	(764)
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(22 248)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	(23 496)
Charge d'impôt différé	23 496
Bénéfice net et bénéfice net découlant des activités poursuivies	—
Attribuable aux	
Propriétaires de la société mère	(1 552)
Participations ne donnant pas le contrôle	1 552

Modifications d'IFRS 9, *Instruments financiers (réforme des taux d'intérêt de référence)*

Le 26 septembre 2019, l'IASB a publié des modifications de certaines de ses exigences en matière de comptabilité de couverture dans la norme IFRS 9, *Instruments financiers*, en relation avec la phase 1 du projet relatif à la réforme des taux interbancaires et à son incidence sur la présentation de l'information financière. Les modifications sont en vigueur pour les périodes ouvertes à compter du 1er janvier 2020, l'adoption anticipée étant permise. La Société a appliqué les modifications de la réforme des taux d'intérêt de référence de manière rétrospective aux relations de couverture qui existaient au 1er janvier 2019 ou qui ont été désignées par la suite et qui sont directement touchées par la refonte des taux d'intérêt de référence. Ces modifications s'appliquent également au profit ou à la perte comptabilisé dans les autres éléments du résultat global qui existaient au 1er janvier 2019.

Filiales non entièrement détenues

Avant son acquisition par la Société le 6 février 2018, Alterra comptabilisait Kokomo et Spartan comme des coentreprises au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Le 31 décembre 2018, la Société a terminé son examen des diverses ententes de partenariat et a conclu qu'elle exerce un contrôle sur ces entités et, ainsi, que ces dernières devraient être consolidées. Ce changement a été pris en compte dans les états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, mais ces entités ont été comptabilisées comme des coentreprises au moyen de la méthode de la mise en équivalence dans l'ensemble des états financiers intermédiaires consolidés résumés de 2018.

ÉTABLISSEMENT ET MAINTIEN DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET DU CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Conformément au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

- des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») pour fournir l'assurance raisonnable que : i) l'information importante relative à la Société est communiquée par d'autres personnes au président et chef de la direction et au chef de la direction financière, en particulier pendant la période où les documents annuels sont établis, et ii) l'information que la Société doit présenter dans ses documents annuels, ses documents intermédiaires ou d'autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits par cette législation;
- le contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS.

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont évalué ou fait évaluer, sous leur supervision, l'efficacité des CPCI et des CIIF au 31 décembre 2019, et ont conclu qu'ils étaient efficaces à la clôture de l'exercice financier. Au cours de la période comptable commençant le 1er octobre 2019 et close le 31 décembre 2019, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le CIIF.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Alliance stratégique et placement privé avec Hydro-Québec

- Le 6 février 2020, la Société a annoncé qu'elle avait formé une alliance stratégique avec Hydro-Québec pour accélérer sa croissance par des investissements dans des projets plus importants et plus diversifiés. Hydro-Québec a pris un premier engagement d'investir 500 M$ dans de futurs projets d'investissement réalisés conjointement avec la Société.
- Hydro-Québec a investi 661 M$ par l'intermédiaire d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex à un prix de 19,08 $ par action, ce qui représente une prime de 5,0 % du prix moyen pondéré en fonction du volume sur la période de 30 jours au 5 février 2020 et un total de 34,6 millions d'actions (le « placement privé »).

Responsabilité de l'information financière

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») ainsi que toute l'information contenue dans les présentes au sujet de la Société sont la responsabilité de la direction.

Ces états financiers consolidés ont été préparés par la direction conformément aux **Normes internationales d'information financière (les « IFRS »)** au moyen des méthodes comptables détaillées présentées dans les notes annexes. La direction est d'avis que les états financiers consolidés ont été préparés sur la base de critères acceptables à l'aide d'estimations justifiables et raisonnables. L'information financière de la Société, présentée ailleurs dans le rapport annuel, est conforme à celle fournie dans les états financiers consolidés.

La direction maintient des systèmes de contrôles internes efficients et de qualité supérieure pour la comptabilité et la gestion, tout en s'assurant que les coûts sont raisonnables. Ces systèmes lui donnent l'assurance que l'information financière est pertinente, précise et fiable et que les actifs de la Société sont correctement comptabilisés et bien protégés.

Il incombe au conseil d'administration de la Société de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de la présentation de l'information financière. De plus, le conseil d'administration assume l'ultime responsabilité d'examiner et d'approuver les états financiers consolidés de la Société. Le conseil d'administration s'acquitte de cette responsabilité par l'intermédiaire de son comité d'audit.

Le comité d'audit est nommé par le conseil d'administration, et tous ses membres sont des administrateurs externes non liés.

Le comité d'audit se réunit avec la direction, ainsi qu'avec l'auditeur indépendant, afin de discuter du contrôle interne à l'égard de l'information financière, de l'audit de l'information financière et d'autres sujets relatifs à l'information financière, ainsi que pour s'assurer que chaque partie s'acquitte convenablement de ses responsabilités. De plus, le comité d'audit examine le rapport annuel, les états financiers consolidés et le rapport des auditeurs indépendants. Le comité d'audit soumet ses constatations à l'examen du conseil d'administration aux fins de l'approbation des états financiers consolidés avant leur diffusion auprès des actionnaires. Le comité d'audit étudie également la question de retenir les services d'un auditeur indépendant, ou de reconduire le mandat de celui-ci, qui est soumise à l'examen du conseil d'administration et à l'approbation des actionnaires.

Ces états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration de la Société. Les états financiers consolidés de la Société ont été audités par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., l'auditeur indépendant, conformément aux **normes d'audit généralement reconnues du Canada**, pour le compte des actionnaires. KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a un accès complet et sans restriction au comité d'audit.

[s] Michel Letellier
Michel Letellier, MBA
Président et chef de la direction

[s] Jean-François Neault
Jean-François Neault, CPA, CMA, MBA
Chef de la direction financière

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, le 27 février 2020

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.
600 Boul. de Maisonneuve Ouest
Bureau 1500, Tour KPMG
Montréal (Québec) H3A 0A3
Tel. 514-840-2100
Fax. 514-840-2187
www.kpmg.ca

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

Aux actionnaires d'Innergex énergie renouvelable Inc.

Opinion

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés d'Innergex énergie renouvelable Inc. (« l'entité »), qui comprennent :

- L'état consolidé de la situation financière au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018;
- l'état consolidé du résultat net pour l'exercice clos à cette date;
- l'état consolidé des autres éléments du résultat étendu pour l'exercice clos à cette date;
- l'état consolidé des variations des capitaux propres pour l'exercice clos à cette date;
- le tableau consolidé des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date;
- ainsi que les notes annexes, y compris le résumé des principales méthodes comptables;

(ci-après, les « états financiers »).

À notre avis, les états financiers ci-joints donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de l'entité au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018, ainsi que de sa performance financière consolidée et de ses flux de trésorerie consolidés pour l'exercice clos à cette date, conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS).

Fondement de l'opinion

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section ***« Responsabilités des auditeurs à l'égard de l'audit des états financiers »*** de notre rapport des auditeurs.

Nous sommes indépendants de l'entité conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à notre audit des états financiers au Canada et nous nous sommes acquittés des autres responsabilités déontologiques qui nous incombent selon ces règles.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Observations - Changement de méthode comptable

Nous attirons l'attention sur la note 2 des états financiers puisqu'elle précise que l'entité a changé de méthode comptable pour les contrats de location en date du 1er janvier 2019 en raison de l'adoption de l'IFRS 16, Contrats de location, et qu'elle a appliqué les changements selon une approche rétrospective modifiée.

Notre opinion n'est pas modifiée à l'égard de ce point.

Autres informations

La responsabilité des autres informations incombe à la direction. Les autres informations se composent :

- des informations contenues dans le rapport de gestion déposé auprès des commissions des valeurs mobilières canadiennes compétentes;
- des informations contenues dans le « Rapport annuel 2019 », autres que les états financiers et le rapport des auditeurs sur ces états.

Notre opinion sur les états financiers ne s'étend pas aux autres informations et nous n'exprimons et n'exprimerons aucune forme d'assurance que ce soit sur ces informations.

En ce qui concerne notre audit des états financiers, notre responsabilité consiste à lire les autres informations identifiées ci-dessus et, ce faisant, à apprécier s'il existe une incohérence significative entre celles-ci et les états financiers ou la connaissance que nous avons acquise au cours de l'audit, et à demeurer attentifs aux éléments indiquant que les autres informations semblent comporter une anomalie significative.

Nous avons obtenu les informations contenues dans le rapport de gestion déposé auprès des commissions des valeurs mobilières canadiennes compétentes et les informations contenues dans le « Rapport annuel 2019 », autres que les états financiers et le rapport des auditeurs sur ces états à la date du présent rapport des auditeurs. Si, à la lumière des travaux que nous avons effectués sur ces autres informations, nous concluons à la présence d'une anomalie significative dans ces autres informations, nous sommes tenus de signaler ce fait dans le rapport des auditeurs.

Nous n'avons rien à signaler à cet égard.

Responsabilités de la direction et des responsables de la gouvernance à l'égard des états financiers

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle des états financiers conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS), ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Lors de la préparation des états financiers, c'est à la direction qu'il incombe d'évaluer la capacité de l'entité à poursuivre son exploitation, de communiquer, le cas échéant, les questions relatives à la continuité de l'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si la direction a l'intention de liquider l'entité ou de cesser son activité ou si aucune autre solution réaliste ne s'offre à elle.

Il incombe aux responsables de la gouvernance de surveiller le processus d'information financière de l'entité.

Responsabilités des auditeurs à l'égard de l'audit des états financiers

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers pris dans leur ensemble sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et de délivrer un rapport des auditeurs contenant notre opinion.

L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada permettra toujours de détecter toute anomalie significative qui pourrait exister.

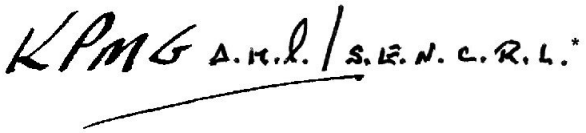
Les anomalies peuvent résulter de fraudes ou d'erreurs et elles sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, individuellement ou collectivement, elles puissent influer sur les décisions économiques que les utilisateurs des états financiers prennent en se fondant sur ceux-ci.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada, nous exerçons notre jugement professionnel et faisons preuve d'esprit critique tout au long de cet audit.

En outre :

- nous identifions et évaluons les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.
- Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;
- nous acquérons une compréhension des éléments du contrôle interne pertinents pour l'audit afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière;
- nous tirons une conclusion quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité de l'exploitation et, selon les éléments probants obtenus, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de l'entité à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport des auditeurs sur les informations fournies dans les états financiers au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport des auditeurs. Des événements ou situations futurs pourraient par ailleurs amener l'entité à cesser son exploitation;
- nous évaluons la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers représentent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle;
- nous communiquons aux responsables de la gouvernance notamment l'étendue et le calendrier prévus des travaux d'audit et nos constatations importantes, y compris toute déficience importante du contrôle interne que nous aurions relevée au cours de notre audit;
- nous fournissons aux responsables de la gouvernance une déclaration précisant que nous nous sommes conformés aux règles de déontologie pertinentes concernant l'indépendance, et

- leur communiquons toutes les relations et les autres facteurs qui peuvent raisonnablement être considérés comme susceptibles d'avoir des incidences sur notre indépendance ainsi que les sauvegardes connexes, s'il y a lieu;
- nous obtenons des éléments probants suffisants et appropriés concernant l'information financière des entités et activités de l'entité du groupe pour exprimer une opinion sur les états financiers. Nous sommes responsables de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit du groupe, et assumons l'entière responsabilité de notre opinion d'audit;



L'associé responsable de la mission d'audit au terme de laquelle le présent rapport des auditeurs est délivré est Gino Cordi.

Montréal, Canada
27 février 2020

COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Exercices clos les 31 décembre 2019	2018
Produits		557 042	481 418
Charges			
Exploitation	6	98 455	84 724
Frais généraux et administratifs	6	36 507	27 796
Projets potentiels	6	12 905	16 719
Bénéfice avant les éléments suivants :		409 175	352 179
Amortissement des immobilisations corporelles	6,16	153 617	111 083
Amortissement des immobilisations incorporelles	6,17	40 962	40 173
Dépréciation de frais de développement de projets	18	8 184	—
Bénéfice avant les éléments suivants :		206 412	200 923
Charges financières	7	231 766	195 834
Autres (produits) charges, montant net	8	(104 643)	12 183
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	9	(36 469)	(47 596)
Perte nette latente (profit net latent) sur les instruments financiers	10	49 933	(12 958)
Bénéfice avant impôt sur le résultat		65 825	53 460
Charge d'impôt sur le résultat			
Exigible	11	16 845	8 521
Différé	11	102 006	18 724
		118 851	27 245
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies		(53 026)	26 215
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées	5	21 815	(497)
(Perte nette) bénéfice net		(31 211)	25 718
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(28 041)	31 140
Participations ne donnant pas le contrôle	26	(3 170)	(5 422)
		(31 211)	25 718
(Perte) bénéfice par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires :			
(Perte nette) bénéfice net par action, de base ($)	12	(0,40)	0,20
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) ($)	12	(0,40)	0,20
(Perte) bénéfice par action attribuable aux propriétaires :			
(Perte nette) bénéfice net par action, de base ($)	12	(0,25)	0,19
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) ($)	12	(0,25)	0,19

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Exercices clos les 31 décembre 2019	2018
(Perte nette) bénéfice net		(31 211)	25 718
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :	24		
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger		(31 713)	22 786
Profit de change (perte de change) sur les couvertures désignées des investissements nets dans des établissements à l'étranger		4 021	(6 199)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie		23 688	(49 404)
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie		(1 872)	(59)
Impôt différé connexe sur les éléments ci-dessus		(2 197)	11 290
Autres éléments du résultat global découlant des activités poursuivies		(8 073)	(21 586)
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	5	3 928	(36 838)
Autres éléments du résultat global		(4 145)	(58 424)
Total de la perte globale		(35 356)	(32 706)
Total de la perte globale attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(9 158)	(13 281)
Participations ne donnant pas le contrôle		(26 198)	(19 425)
		(35 356)	(32 706)

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux	Notes	31 décembre 2019	31 décembre 2018
ACTIFS			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		156 224	79 586
Liquidités soumises à restrictions	13	39 451	29 981
Débiteurs	14	92 265	103 886
Instruments financiers dérivés	10	5 419	2 370
Charges payées d'avance et autres		12 273	12 454
Total des actifs courants		305 632	228 277
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	16	4 620 025	4 470 663
Immobilisations incorporelles	17	682 227	925 009
Frais de développement liés aux projets	18	11 135	30 119
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	9	511 899	651 912
Instruments financiers dérivés	10	78 251	9 817
Actifs d'impôt différé	11	30 264	16 465
Goodwill	19	60 666	109 995
Autres actifs non courants	15	72 005	73 901
Total des actifs non courants		6 066 472	6 287 881
Total des actifs		6 372 104	6 516 158
PASSIFS			
Passifs courants			
Fournisseurs et autres créditeurs	20	176 157	164 860
Instruments financiers dérivés	10	51 093	29 999
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs	21, 22	414 103	446 433
Total des passifs courants		641 353	641 292
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés	10	112 625	118 002
Prêts et emprunts à long terme	21	4 281 586	4 262 469
Autres passifs	22	292 421	173 345
Passifs d'impôt différé	11	428 793	379 013
Total des passifs non courants		5 115 425	4 932 829
Total des passifs		5 756 778	5 574 121
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	23	604 384	629 261
Participations ne donnant pas le contrôle	26	10 942	312 776
Total des capitaux propres		615 326	942 037
Total des passifs et des capitaux propres		6 372 104	6 516 158

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercice clos le 31 décembre 2019	Capitaux propres attribuables aux propriétaires								
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1er janvier 2019	6 546	1 272 604	131 069	3 976	(750 442)	(34 492)	629 261	312 776	942 037
Perte nette	—	—	—	—	(28 041)	—	(28 041)	(3 170)	(31 211)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	18 883	18 883	(23 028)	(4 145)
Total du résultat global	—	—	—	—	(28 041)	18 883	(9 158)	(26 198)	(35 356)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	2 402	—	—	—	—	—	2 402	—	2 402
Paiements fondés sur des actions	—	64	—	—	—	—	64	—	64
Exercice d'options sur actions ordinaires	1 323	(4 357)	—	—	—	—	(3 034)	—	(3 034)
Débentures convertibles converties en actions ordinaires et rachat (note 21)	88 272	—	—	(1 877)	—	—	86 395	—	86 395
Débentures convertibles émises (déduction faite de l'impôt différé de 279 $) (note 21)	—	—	—	770	—	—	770	—	770
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 057	—	—	—	—	—	1 057	—	1 057
Achat d'actions - Régime d'actions liées au rendement	(2 385)	—	—	—	—	—	(2 385)	—	(2 385)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(218)	(218)
Vente d'activités abandonnées (note 5)	—	—	—	—	—	—	—	(260 846)	(260 846)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(95 046)	—	(95 046)	—	(95 046)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(5 942)	—	(5 942)	—	(5 942)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(14 572)	(14 572)
Reclassement des pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies	—	—	—	—	(378)	378	—	—	—
Solde au 31 décembre 2019	97 215	1 268 311	131 069	2 869	(879 849)	(15 231)	604 384	10 942	615 326

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercice clos le 31 décembre 2018	Capitaux propres attribuables aux propriétaires								
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1er janvier 2018	2 867	940 760	131 069	1 877	(648 160)	9 929	438 342	14 920	453 262
Bénéfice net (perte nette)	—	—	—	—	31 140	—	31 140	(5 422)	25 718
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(44 421)	(44 421)	(14 003)	(58 424)
Total du résultat global	—	—	—	—	31 140	(44 421)	(13 281)	(19 425)	(32 706)
Actions ordinaires émises le 6 février 2018	330 607	—	—	—	—	—	330 607	—	330 607
Acquisitions d'entreprises (note 4)	—	—	—	—	—	—	—	296 536	296 536
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	9 929	—	—	—	—	—	9 929	—	9 929
Réduction du capital sur les actions ordinaires	(337 785)	337 785	—	—	—	—	—	—	—
Rachat d'actions ordinaires	(20)	(6 010)	—	—	(3 457)	—	(9 487)	—	(9 487)
Paiements fondés sur des actions	—	69	—	—	—	—	69	—	69
Composante capitaux propres des débentures convertibles (déduction faite des impôts différés de 766 $)	—	—	—	2 099	—	—	2 099	—	2 099
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	948	—	—	—	—	—	948	—	948
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	(33 808)	—	(33 808)	32 108	(1 700)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	507	507
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(90 215)	—	(90 215)	—	(90 215)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(5 942)	—	(5 942)	—	(5 942)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(11 870)	(11 870)
Solde au 31 décembre 2018	6 546	1 272 604	131 069	3 976	(750 442)	(34 492)	629 261	312 776	942 037

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Exercices clos les 31 décembre 2019	2018
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
(Perte nette) bénéfice net		(31 211)	25 718
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées		(21 815)	497
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies		(53 026)	26 215
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissements	16,17	194 579	151 256
Dépréciation de frais de développement de projets	18	8 184	—
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	9	(36 469)	(47 596)
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	10	49 933	(12 958)
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	8	(99 640)	(764)
Autres		(4 153)	2 533
Charges financières	7	231 766	195 834
Charges financières payées	25	(195 915)	(170 960)
Perte réalisée sur instruments financiers	10	(16 050)	—
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées	9	19 498	19 042
Charge d'impôt sur le résultat	11	118 851	27 245
Impôt sur le résultat payé		(17 007)	(4 373)
Incidence de la variation des taux de change		3 990	(879)
		204 541	184 595
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	25	22 402	(8 648)
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies		226 943	175 947
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées		13 122	33 443
		240 065	209 390
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(90 856)	(75 599)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(5 942)	(5 942)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(11 490)	(6 843)
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	25	1 686 972	2 026 449
Remboursement de la dette à long terme	25	(1 323 827)	(1 111 079)
Paiement d'obligations locatives	22	(4 756)	—
Paiement pour le rachat de débentures convertibles	21	(13 348)	—
Produit net de l'émission de débentures convertibles	21	137 214	143 090
Rachat d'actions ordinaires		(2 385)	(9 487)
Paiement des retenues à la source à la suite de l'exercice d'options sur actions		(3 034)	—
Entrées de trésorerie liées aux activités de financement découlant des activités poursuivies		368 548	960 589
Entrées de trésorerie liées aux activités de financement découlant des activités abandonnées		20 059	8 382
		388 607	968 971
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Acquisitions d'entreprises, déduction faite de la trésorerie acquise	4	—	(864 345)
Produit de la vente d'entreprises, déduction faite des coûts de transaction (6 634 $) et du montant de trésorerie cédé (13 877 $)	5	381 013	—
Variation des liquidités soumises à des restrictions		(14 908)	34 440
Fonds nets investis dans les comptes de réserve		(6 214)	(731)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(847 730)	(153 381)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		—	(2 495)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(8 712)	(8 327)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	9	(13 756)	(134 065)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle		—	(1 700)
Ajouts aux autres actifs non courants		(6 706)	(190)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		16	508
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies		(516 997)	(1 130 286)
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées		(31 957)	(30 577)
		(548 954)	(1 160 863)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(3 080)	174
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		76 638	17 672
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice		79 586	61 914
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice		156 224	79 586

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada), et ses actions et ses débentures convertibles sont cotées à la Bourse de Toronto. La Société est un promoteur, acquéreur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités principalement dans les secteurs hydroélectrique, éolien et solaire. Le siège social de la Société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10e étage, Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9.

Les présents états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration le 27 février 2020.

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Déclaration de conformité

Ces états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). Les principales méthodes comptables de la Société sont décrites à la note 2. Ces méthodes ont été appliquées de manière uniforme à tous les exercices présentés, sauf indication contraire.

Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été établis au coût historique, sauf pour ce qui est de certains instruments financiers et actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises à la date d'acquisition qui sont évalués à la juste valeur, tel qu'il est décrit dans les principales méthodes comptables. Le coût historique est généralement calculé en fonction de la juste valeur de la contrepartie donnée en échange des actifs.

Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, soit la monnaie fonctionnelle de la Société.

2. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Principes de consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et des filiales qu'elle contrôle. La Société détient le contrôle lorsqu'elle détient le pouvoir sur la filiale, lorsqu'elle est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et lorsqu'elle a la capacité d'exercer son pouvoir pour influer sur ses rendements. Les filiales contrôlées par la Société sont consolidées à compter de la date d'entrée en vigueur de l'acquisition jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la cession ou de la perte de contrôle.

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales importantes de la Société à la fin de la période de présentation de l'information financière.

Nom des filiales	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Canada	50,01 %
Kwoiek Creek Resources L.P. [1]	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	50,00 %
Ashlu Creek Investments Limited Partnership	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	100,00 %
Innergex Inc.	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens	Canada	100,00 %
Big Silver Creek Power Limited Partnership	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	100,00 %
Innergex Sainte-Marguerite S.E.C.	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	50,01 %
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.[2]	Posséder et exploiter un parc éolien	Canada	50,00 %
Innergex Cartier énergie S.E.C.	Posséder et exploiter des parcs éoliens	Canada	100,00 %
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	Posséder et exploiter des parcs éoliens	Canada/Europe	69,55 %
Phoebe Energy Project LLC	Posséder et exploiter un parc solaire	États-Unis	100,00 %
Foard City Holdings LLC	Posséder et exploiter un parc éolien	États-Unis	100,00 %

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans Kwoiek Creek Resources L.P.
2. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

Participations dans des coentreprises et des entreprises associées

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint s'entend du partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Les entreprises associées sont les entités ayant des politiques financières et d'exploitation sur lesquelles la Société exerce une influence notable, mais non le contrôle. La Société est présumée avoir une influence notable lorsqu'elle détient entre 20 % et 50 % des droits de vote d'une autre entité.

Pour déterminer si la Société exerce un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une entreprise, la Société doit émettre des hypothèses et formuler des jugements critiques dans le cadre de l'évaluation des exigences de classement.

Le bénéfice, les actifs et passifs des coentreprises et des entreprises associées sont comptabilisés dans les présents états financiers consolidés selon la méthode de la mise en équivalence. Selon cette méthode, une participation dans une coentreprise ou une entreprise associée est initialement comptabilisée au coût dans l'état consolidé de la situation financière, puis est ajustée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le bénéfice (la perte) et les autres éléments du résultat global de la coentreprise ou de l'entreprise associée. Si la quote-part de la Société dans les pertes d'une coentreprise ou d'une entreprise associée est supérieure à sa participation dans celle-ci (y compris toute participation à long terme qui, en substance, constitue une partie de l'investissement net de la Société dans la coentreprise), la Société cesse de comptabiliser sa quote-part dans les pertes à venir. Des pertes additionnelles ne sont comptabilisées que dans la mesure où la Société a contracté une obligation légale ou implicite ou a effectué des paiements au nom de la coentreprise ou de l'entreprise associée.

Une participation est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence à partir de la date à laquelle l'entité émettrice devient une coentreprise ou une entreprise associée. Lors de l'acquisition de la participation dans une coentreprise ou une entreprise associée, tout excédent du coût de la participation par rapport à la quote-part de la Société dans la juste valeur des actifs et des passifs identifiables de l'entité émettrice est comptabilisé à titre de goodwill, qui est inclus dans la valeur comptable de la participation. Tout excédent de la quote-part de la Société dans la juste valeur nette des actifs et des passifs identifiables sur le coût de la participation, après réévaluation, est immédiatement comptabilisé en résultat net.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société examine la valeur comptable de ses participations dans des coentreprises et des entreprises associées afin de déterminer s'il existe une indication de dépréciation. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de la participation nette est estimée. Puisque le goodwill qui fait partie de la valeur comptable d'une participation nette dans une entreprise associée ou une coentreprise n'est pas comptabilisé séparément, on ne le soumet pas à des tests de dépréciation séparément en appliquant les dispositions relatives aux tests de dépréciation du goodwill. C'est plutôt la valeur comptable totale de la participation que l'on soumet à des tests de dépréciation, en tant qu'actif unique, en comparant sa valeur recouvrable (à savoir la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente) avec sa valeur comptable. Toute perte de valeur comptabilisée dans ces circonstances fait partie de la valeur comptable de la participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise et n'est affectée à aucun actif, goodwill compris. En conséquence, toute reprise de cette perte de valeur est comptabilisée dans la mesure où la valeur recouvrable de la participation nette augmente ultérieurement.

La Société cesse d'utiliser la méthode de la mise en équivalence à compter de la date à laquelle sa participation cesse d'être une coentreprise ou une entreprise associée. Si la Société conserve une participation dans l'ancienne coentreprise ou entreprise associée et que cette participation conservée est un actif financier, la Société évalue la participation conservée à la juste valeur à cette date, et la juste valeur est considérée comme sa juste valeur lors de la comptabilisation initiale selon IFRS 9. La différence entre la valeur comptable de la coentreprise ou de l'entreprise associée à la date de cessation de l'application de la méthode de la mise en équivalence, et la juste valeur des intérêts conservés et tout produit de la sortie d'une partie de la participation dans la coentreprise ou l'entreprise associée est incluse dans la détermination du profit ou de la perte à la cession de la coentreprise ou de l'entreprise associée. En outre, la Société comptabilise tous les montants comptabilisés antérieurement dans les autres éléments du résultat global au titre de cette coentreprise ou de cette entreprise associée de la même manière que si cette coentreprise ou cette entreprise associée avait directement sorti les actifs ou les passifs correspondants. Ainsi, dans le cas où un profit ou une perte comptabilisé antérieurement dans les autres éléments du résultat global par cette coentreprise serait reclassé en résultat net lors de la sortie des actifs ou des passifs correspondants, la Société reclasse le profit ou la perte par virement hors des capitaux propres vers le résultat net (en tant qu'ajustement de reclassement) lorsqu'elle cesse d'appliquer la méthode de la mise en équivalence.

Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. La contrepartie transférée est évaluée selon la somme des justes valeurs des actifs transférés et des passifs engagés ou repris, à la date d'acquisition, et des instruments de capitaux propres émis par la Société en échange du contrôle de l'entreprise acquise. Le cas échéant, la contrepartie transférée comprend tous les actifs ou passifs découlant d'une entente de contrepartie conditionnelle, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Les modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle sont portées en ajustement de la contrepartie transférée lorsqu'elles sont admissibles à titre d'ajustements de période d'évaluation. Toutes les autres modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle classés comme actifs ou passifs sont comptabilisées en vertu des IFRS pertinentes et reflétées dans le résultat net. Les variations de la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle classés dans les capitaux propres ne sont pas comptabilisées.

Les actifs identifiables acquis, ainsi que les passifs et passifs éventuels repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, sont évalués initialement à leur juste valeur à la date d'acquisition, et ce, quelle que soit l'importance de toute participation ne donnant pas le contrôle. L'excédent de la contrepartie totale transférée, du montant de toute participation ne donnant pas le contrôle, et dans le cas d'un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, de la juste valeur à la date d'acquisition des participations précédemment détenues dans l'entreprise acquise par rapport à la juste valeur des actifs nets identifiables acquis, est comptabilisé à titre de goodwill. L'excédent de la juste valeur de la contrepartie versée sur la juste valeur des actifs nets identifiables acquis est comptabilisé en goodwill. Tout goodwill négatif est comptabilisé directement au compte consolidé de résultat.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les fonds en caisse, les soldes bancaires et les placements à court terme dont l'échéance initiale est d'au plus trois mois, déduction faite des découverts bancaires lorsque ceux-ci font partie intégrante de la gestion de la trésorerie de la Société.

Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions

La Société détient des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions conformément à certains financements de ses projets.

Actuellement, les liquidités et les placements à court terme soumis à restrictions sont investis au comptant ou dans des placements à court terme d'une durée d'au plus trois mois.

La disponibilité des fonds dans les comptes de liquidités et de placements à court terme soumis à restrictions est limitée par les diverses conventions.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles comprennent principalement les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens et les parcs solaires qui sont en service ou en cours de construction. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur, le cas échéant.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur i) la durée d'utilité estimative des actifs ou ii) la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux périodes. Les dépenses liées aux améliorations qui ont pour effet d'accroître ou de prolonger la durée d'utilité ou la capacité d'un actif sont inscrites à l'actif. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les immobilisations corporelles ne sont amorties qu'à partir du moment où elles sont prêtes pour leur utilisation prévue.

Les durées d'utilité estimatives, les valeurs résiduelles et les modes d'amortissement sont examinés à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification d'estimation est comptabilisée de façon prospective.

Une immobilisation corporelle est décomptabilisée à sa cession ou lorsqu'il est prévu qu'aucun avantage économique futur ne sera tiré de l'utilisation continue de l'actif. Tout profit ou toute perte découlant de la cession ou de la mise hors service d'une immobilisation corporelle est déterminé comme l'écart entre le produit de la vente et la valeur comptable de l'actif et est comptabilisé en résultat net.

Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, à la construction ou à la production d'actifs qualifiés, soit des actifs exigeant une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés ou vendus comme prévu, sont ajoutés au coût de ces actifs jusqu'à ce que ces derniers soient pratiquement prêts pour leur utilisation ou leur vente prévue.

Les revenus de placement, obtenus grâce au placement temporaire de certains emprunts jusqu'à ce que ces derniers soient utilisés pour engager des dépenses à l'égard d'actifs qualifiés, sont déduits du coût d'emprunt admissible à l'inscription à l'actif.

Tous les autres coûts d'emprunt sont comptabilisés en résultat net dans la période au cours de laquelle ils sont engagés.

Le tableau qui suit présente un résumé des durées d'utilité utilisées dans le calcul de l'amortissement des immobilisations corporelles :

Type d'immobilisations corporelles	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 8 à 75 ans
Parcs éoliens	De 14 à 25 ans
Parcs solaires	De 15 à 35 ans
Autre matériel	De 3 à 10 ans

Contrats de location (politique applicable à partir du 1er janvier 2019)

Nature des activités de location

En règle générale, la Société loue des terrains et des bureaux. Les contrats de location sont généralement conclus pour des périodes fixes à long terme en fonction de la durée estimée de chaque projet au départ. Les baux fonciers pour un projet donné sont habituellement négociés conjointement, avec les gouvernements, pour les terres appartenant au gouvernement, ou directement avec des groupes de propriétaires fonciers privés, pour les terres appartenant au secteur privé. Les contrats de location de bureaux et les autres contrats de location sont négociés individuellement et contiennent des modalités très variées. Étant donné que les baux fonciers sont négociés pour de longues périodes, la plupart des baux fonciers prévoient des paiements supplémentaires en fonction de l'évolution de l'inflation. En outre, les contrats de location prévoient généralement une option de renouvellement du bail pour une période supplémentaire après la fin de la période contractuelle non résiliable. La Société évalue à la date de début de la location si elle a la certitude raisonnable d'exercer les options de prolongation. En général, la Société aligne le renouvellement des options de prolongation des contrats de location sur la durée de vie estimée des projets.

Les contrats de location sont comptabilisés comme un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative correspondante à la date à laquelle l'actif loué est prêt à être utilisé par la Société. Tous les paiements de loyers sont répartis entre l'obligation locative et les charges financières. Les charges financières sont imputées aux résultats pendant la période couverte par le contrat de location de manière à obtenir un taux d'intérêt périodique constant sur le solde restant du passif pour chaque période.

i) Obligations locatives

Les obligations locatives sont comptabilisées dans les autres passifs à l'état consolidé de la situation financière et évalués à la valeur actualisée des paiements de loyers futurs, actualisée au moyen du taux d'intérêt implicite du contrat de location. Si ce taux ne peut être déterminé, le taux d'emprunt marginal du preneur doit être utilisé, soit le taux d'intérêt que le preneur aurait à payer pour emprunter les fonds nécessaires pour se procurer un bien de valeur similaire dans un environnement économique similaire et avec des modalités semblables. Pour déterminer le montant des paiements de loyers futurs, la Société tient compte de l'information suivante :

- les paiements fixes y compris en substance, déduction faite des avantages incitatifs à la location à recevoir;
- les paiements de loyers variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux.

Les paiements liés à des contrats de location à court terme et à des contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur sont comptabilisés sur une base linéaire à titre de charges en résultat net. Les contrats de location à court terme sont des contrats de location d'une durée de 12 mois ou moins.

Les obligations locatives sont ultérieurement évaluées au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif. Une réévaluation des obligations locatives survient lorsqu'il y a un changement dans les paiements de loyers futurs découlant d'une variation de l'indice ou du taux pertinent.

ii) Actifs au titre de droits d'utilisation

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles à l'état consolidé de la situation financière au coût, ce qui comprend l'évaluation initiale de l'obligation locative, les paiements de loyers effectués à la date de début ou avant et les coûts directs initiaux.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont ensuite amortis selon la méthode linéaire, selon la plus courte des périodes suivantes : i) sur la durée d'utilité estimée des actifs ou ii) sur la durée du contrat de location, y compris, lorsque la Société a la certitude raisonnable d'exercer les options visant à prolonger cette durée. Les durées d'utilité estimées des actifs au titre de droits d'utilisation sont déterminées sur la même base que celles des immobilisations corporelles.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent divers permis, licences et accords. Les immobilisations incorporelles sont amorties selon le mode linéaire sur une période se terminant à la date d'expiration des permis, des licences ou des accords relatifs à chaque installation. Les durées d'utilité estimatives tiennent compte des périodes respectives visées par les droits de renouvellement des contrats d'achat d'électricité (les « CAÉ »), car la Société a l'intention d'exercer l'option de renouvellement de ses CAÉ, lorsque cela est autorisé. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur. L'amortissement débute lorsque l'installation concernée est prête à être utilisée comme prévu.

La Société comptabilise une immobilisation incorporelle découlant d'un accord de concession de services lorsque cet accord lui confère le droit de facturer l'utilisation d'une infrastructure liée à la concession. Une immobilisation incorporelle reçue à titre de contrepartie de la prestation de services de construction ou d'amélioration dans le cadre d'un accord de concession de services est évaluée à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. Après la comptabilisation initiale, l'immobilisation incorporelle est évaluée au coût, lequel comprend les coûts d'emprunt inscrits à l'actif, diminué du cumul des amortissements et des pertes de valeur.

Les immobilisations incorporelles liées aux installations en cours de construction ne sont amorties qu'à partir du moment où les installations connexes sont prêtes à être utilisées comme prévu.

Les durées d'utilité estimatives et le mode d'amortissement sont examinés à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification des estimations est comptabilisée de façon prospective.

Les durées d'utilité sur lesquelles les immobilisations sont amorties sont les suivantes :

Immobilisations incorporelles liées aux éléments suivants :	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 4 à 75 ans
Parcs éoliens	De 8 à 20 ans
Parcs solaires	20 ans

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement de projets sont comptabilisés au coût moins les pertes de valeur, s'il y a lieu, et représentent les coûts engagés pour l'acquisition de projets potentiels et pour la conception et le développement d'emplacements pour des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des parcs solaires. Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition ou au développement sont incorporés aux frais de développement de projets.

La Société diffère les frais de développement de projets lorsqu'il devient probable que le projet sera achevé et qu'il générera des avantages économiques futurs qui iront à la Société. La Société prend cette décision en tenant compte de divers facteurs, soit individuellement ou combinés, tels que, entre autres :

- la question à savoir si les permis requis pour un projet potentiel ont été accordés, ou s'il est probable qu'ils le seront;
- les droits d'accès aux terres requises ont été garantis ou il est probable qu'ils le seront;
- l'annonce, ou la probabilité qu'elle soit faite, de l'attribution d'un contrat d'achat d'électricité pour un projet potentiel;
- l'accès à un marché ouvert si le projet ne se trouve pas sur un marché sur lequel on s'attend à ce qu'un contrat d'achat d'électricité lui soit attribué.

Ces coûts sont transférés aux immobilisations corporelles ou aux immobilisations incorporelles au début de la construction. Lorsqu'il n'est plus probable qu'un projet sera réalisé, les frais de développement différés à cette date sont passés en charges. Les coûts rattachés aux projets potentiels sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Perte de valeur des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets autres que le goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société examine la valeur comptable de ses actifs non financiers, à l'exception du goodwill, afin de déterminer s'il y a une indication de dépréciation. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de l'actif est estimée. Lorsqu'il est impossible d'estimer la valeur recouvrable d'un actif pris individuellement, les actifs sont regroupés pour former le plus petit groupe d'actifs qui génère des entrées de trésorerie résultant d'une utilisation continue, lesquelles sont largement indépendantes des entrées de trésorerie des autres actifs ou groupes d'actifs (l'« unité génératrice de trésorerie », ou « UGT »). Lorsqu'un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi, les actifs du siège social sont aussi attribués aux unités génératrices de trésorerie individuelles; autrement, ils sont attribués au plus petit groupe d'unités génératrices de trésorerie pour lequel un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi.

Les immobilisations incorporelles qui ne sont pas encore disponibles pour utilisation sont soumises à un test de dépréciation au moins une fois par année et chaque fois qu'il y a une indication que ces immobilisations pourraient s'être dépréciées.

La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Dans le cadre de l'évaluation de la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimatifs sont actualisés au moyen d'un taux d'actualisation qui reflète l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques des actifs ou de l'UGT.

Si la valeur recouvrable estimative d'un actif ou d'une UGT est inférieure à sa valeur comptable, la valeur comptable est ramenée à sa valeur recouvrable. Une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

Si une perte de valeur est reprise ultérieurement, la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT est augmentée à hauteur de sa valeur recouvrable révisée, dans la mesure où cette valeur comptable n'est pas supérieure à la valeur comptable qui aurait été déterminée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée. La reprise d'une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

Goodwill

Le goodwill découle de regroupements d'entreprises et est évalué à la date d'acquisition. Le goodwill est ensuite évalué au coût diminué du cumul des pertes de valeur, s'il y a lieu.

Aux fins des tests de dépréciation, le goodwill est réparti parmi chacune des UGT de la Société (ou groupes d'UGT) qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises.

Une UGT à laquelle une partie du goodwill a été attribuée est soumise à un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent s'il y a des indications que l'UGT pourrait s'être dépréciée. Si la valeur recouvrable de l'UGT est inférieure à sa valeur comptable, la perte de valeur est d'abord portée en réduction du goodwill affecté aux UGT, puis ensuite en réduction de la valeur comptable des autres actifs de l'UGT au prorata. Toute perte de valeur du goodwill est comptabilisée en résultat net. Une perte de valeur comptabilisée au titre du goodwill ne peut faire l'objet d'une reprise au cours des périodes subséquentes.

Autres actifs non courants

Les autres actifs non courants comprennent des dépôts de garantie au titre de diverses ententes, des paiements locatifs et redevances payés d'avance, des réserves et des créances à long terme.

La Société a trois types de comptes de réserve destinés à assurer sa stabilité financière. Le premier est le compte de réserve pour ses activités hydrologiques ou éoliennes, qui est établi au début de l'exploitation commerciale d'une installation afin de neutraliser la variabilité des flux de trésorerie attribuable aux fluctuations des conditions hydrologiques éoliennes ou solaires, ou à d'autres événements imprévisibles. Le second type de comptes est le compte de réserve pour travaux d'entretien majeurs, constitué pour permettre le financement préalable des réparations majeures nécessaires pour préserver la capacité de production de la Société. Une troisième réserve existe au titre du démantèlement, laquelle vise à fournir un financement suffisamment élevé pour démanteler les parcs éoliens à la fin des projets.

Les sommes des comptes de réserve sont actuellement investies dans la trésorerie ou des placements à court terme assortis d'échéances d'au plus un an et dans des titres garantis par des gouvernements. La disponibilité des fonds dans les comptes de réserve peut être limitée par les conventions de crédit.

Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées

Les actifs non courants sont classés comme détenus en vue de la vente si leur valeur comptable est recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente plutôt que par l'utilisation continue et si la vente est considérée comme étant hautement probable. Ils sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de vente, sauf pour ce qui est des actifs comme les actifs d'impôt différé et les actifs générés par des avantages du personnel, lesquels sont spécifiquement exemptés de cette exigence.

Les actifs non courants ne sont pas amortis pendant la durée où ils sont classés comme détenus en vue de la vente. Les intérêts et autres charges attribuables aux passifs directement liés aux actifs classés comme détenus en vue de la vente continuent d'être comptabilisés.

Les actifs classés comme détenus en vue de la vente sont présentés séparément des autres actifs dans l'état consolidé de la situation financière. Les passifs directement liés aux actifs classés comme détenus en vue de la vente sont présentés séparément des autres passifs dans l'état consolidé de la situation financière.

Une activité abandonnée est une composante des activités de la Société qui a été cédée ou qui est classée comme détenue en vue de la vente, qui représente une ligne d'activité ou une zone géographique principale et distincte et qui fait partie d'un plan unique et coordonné en vue de se séparer de cette ligne d'activité ou de cette région géographique. Les résultats des activités abandonnées sont présentés séparément dans le compte consolidé de résultat. Les chiffres comparatifs sont ajustés dans le compte consolidé de résultat et dans l'état consolidé du résultat global comme si les activités avaient été abandonnées dès le début de la période comparative.

Provisions et obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Une provision est un passif dont l'échéance ou le montant est incertain. Une provision est comptabilisée dans les autres passifs lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'événements passés, qu'il est probable que la Société doive régler l'obligation et qu'une estimation fiable du montant de l'obligation peut être réalisée. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, d'une loi ou d'une autre application de la loi. Une obligation implicite découle des gestes posés par la Société lorsque celle-ci indique, par ses pratiques passées, par ses politiques publiées ou par une déclaration suffisamment récente qu'elle accepte certaines responsabilités et qu'en conséquence, elle crée une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé à titre de provision constitue la meilleure estimation, à chaque fin de période, des dépenses requises pour régler l'obligation actuelle, compte tenu des risques et des incertitudes inhérentes à l'obligation. Lorsqu'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actuelle selon un taux d'intérêt ajusté pour tenir compte du risque et des appréciations courantes du marché.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées dans les autres passifs lorsque ces obligations sont engagées et sont évaluées à la valeur actuelle, s'il est possible de faire une estimation raisonnable des coûts prévus pour régler le passif, actualisés au taux avant impôt en vigueur pour ce passif. Dans les périodes subséquentes, le passif est ajusté pour tenir compte de changements découlant de l'écoulement du temps et de révisions apportées à l'échéance, au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés ou aux changements du taux d'actualisation. La désactualisation du passif en raison de l'écoulement du temps est imputée au résultat, tandis que les changements découlant des révisions apportées à l'échéance ou au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés ou d'une modification au taux d'actualisation sont comptabilisés à titre de composante de la valeur comptable de l'immobilisation corporelle connexe. La valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est examinée à la clôture de chaque trimestre afin de refléter les estimations actuelles et les changements apportés au taux d'actualisation.

Provision pour restructuration

Une provision pour restructuration est comptabilisée lorsque la Société a établi un plan formel et détaillé de restructuration, et lorsque celui-ci a été amorcé ou annoncé publiquement. Les provisions pour restructuration ne comprennent que les coûts marginaux liés directement à la restructuration. Les pertes d'exploitation futures et les autres coûts liés aux activités courantes ne sont pas provisionnés.

Instruments financiers

La Société comptabilise initialement les actifs financiers à la date de transaction où elle devient partie aux dispositions contractuelles de l'instrument.

Les actifs financiers sont initialement évalués à la juste valeur. Si l'actif financier n'est pas par la suite comptabilisé à la juste valeur par le biais du résultat net, l'évaluation initiale comprend les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'acquisition ou au montage de l'actif. Au moment de la comptabilisation initiale, la Société classe ses actifs financiers selon qu'ils seront ultérieurement évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur en fonction de son modèle d'affaires en matière de gestion des actifs financiers et des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers.

i) Actifs financiers évalués au coût amorti
Un actif financier est évalué au coût amorti, au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif et déduction faite de toute perte de valeur, si :

- La détention de l'actif s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin de percevoir les flux de trésorerie contractuels;
- Les conditions contractuelles de l'actif financier donnent lieu, à des dates spécifiées, à des flux de trésorerie qui correspondent uniquement à des remboursements de principal et/ou à des versements d'intérêts.

La Société comptabilise actuellement sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie, ses liquidités soumises à restrictions, ses débiteurs et ses comptes de réserve comptabilisés dans les autres actifs non courants en tant qu'actifs financiers évalués au coût amorti.

ii) Actifs financiers évalués à la juste valeur
Ces actifs sont évalués à la juste valeur, et les changements qu'ils subissent, y compris tout produit d'intérêts ou de dividende, sont comptabilisés en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global. En outre, dans le cas des placements dans des instruments de capitaux propres qui ne sont pas détenus à des fins de transaction, la Société peut choisir de manière irrévocable au moment de la comptabilisation initiale de présenter les changements subséquents de la juste valeur du placement dans les autres éléments du résultat global. Pour de tels placements évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, les profits et les pertes ne sont jamais reclassés dans le résultat net et aucune perte de valeur n'est comptabilisée dans le résultat net. Les dividendes tirés de tels placements sont comptabilisés dans le résultat net, à moins qu'il ne soit clair que le dividende représente le remboursement d'une partie du coût du placement. Ce choix se fait isolément pour chaque placement.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés en tant qu'actifs financiers évalués à la juste valeur.

La Société décomptabilise un actif financier lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie de l'actif arrivent à expiration ou lorsqu'elle transfère les droits de percevoir les flux de trésorerie contractuels de l'actif financier dans le cadre d'une transaction dans laquelle la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété de l'actif financier sont transférés.

Les passifs financiers sont classés dans les catégories suivantes :

i) Passifs financiers évalués au coût amorti
Les passifs financiers non dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur, moins les coûts de transaction qui leur sont directement attribuables. À la suite de la comptabilisation initiale, ces passifs sont évalués au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.

La Société comptabilise actuellement ses fournisseurs et autres créditeurs, ses prêts et emprunts à long terme et ses obligations locatives comptabilisées dans les autres passifs à long terme en tant que passifs évalués au coût amorti.

La Société détient et exploite certains projets aux États-Unis dans le cadre de structures de participation fiscale pour financer la construction de projets solaires et éoliens. Ces structures sont conçues pour attribuer aux investisseurs participant au partage fiscal des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, tels que les crédits d'impôt sur le revenu, les crédits d'impôt à la production et l'amortissement fiscal accéléré. En général, les structures de participation fiscale accordent aux investisseurs participant au partage fiscal la majorité des bénéfices imposables américains des projets et des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, ainsi qu'une plus petite partie des flux de trésorerie des projets, jusqu'à ce qu'ils atteignent un retour sur investissement après impôt convenu (le « point de basculement »). Les dates du point de basculement dépendent généralement des performances respectives

des projets. Cependant, de temps à autre, les dates du point de basculement peuvent être déterminées par contrat. À tout moment, avant et après le point de basculement des projets, la Société conserve le contrôle des projets financés par une structure de participation fiscale. Après le point de basculement, la Société reçoit la majorité des bénéfices imposables des projets et des incitatifs fiscaux pour la production d'énergie renouvelable. Conformément à la substance des accords contractuels, les montants payés par les investisseurs participant au partage fiscal pour leurs participations sont classés comme des prêts et emprunts dans les états consolidés de la situation financière jusqu'aux dates respectives de basculement des projets. À la suite du point de basculement, les placements en capitaux propres de l'investisseur participant au partage fiscal seront comptabilisés comme des participations ne donnant pas le contrôle. Le coût amorti du financement par participation au partage fiscal est généralement composé des éléments suivants :

Éléments touchant le coût amorti du financement par capitaux propres	Description
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Répartition des CIP à l'investisseur participant au partage fiscal tirés de l'énergie produite pendant la période et comptabilisés dans les autres (produits) charges à mesure qu'ils sont engagés
Crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)	Répartition des CII à l'investisseur participant au partage fiscal attribuables aux activités de construction et comptabilisés sous forme de réduction du coût des actifs auxquels ils se rapportent
Bénéfice imposable (perte fiscale), y compris les attributs fiscaux comme l'amortissement fiscal accéléré	Répartition du bénéfice imposable et des autres attributs fiscaux comptabilisés dans les autres (produits) charges à mesure qu'ils sont engagés à l'investisseur participant au partage fiscal
Apport de paiements à l'utilisation	Cotisations en trésorerie supplémentaires versées par l'investisseur participant au partage fiscal lorsque la production annuelle est supérieure au seuil stipulé par contrat
Distributions en trésorerie	Distributions en trésorerie à l'investisseur participant au partage fiscal

ii) Passifs financiers évalués à la juste valeur

Les passifs financiers à la juste valeur sont initialement comptabilisés à la juste valeur et ils sont réévalués à chaque date de clôture, tout changement étant comptabilisé en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés en tant que passifs financiers évalués à la juste valeur.

La Société décomptabilise un passif financier lorsque les obligations contractuelles qui y sont rattachées sont exécutées, annulées ou qu'elles expirent.

Les actifs et les passifs financiers sont compensés et le montant net est présenté dans l'état consolidé de la situation financière uniquement lorsque la Société a le droit juridique de compenser les montants comptabilisés et qu'elle a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Les instruments financiers sont classés dans l'un des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, comme suit :

Niveau 1 : Évaluation en fonction des prix cotés (non ajustés) sur des marchés actifs auxquels l'entité a accès à la date d'évaluation pour des actifs ou des passifs identiques.
Niveau 2 : Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif, autres que les prix cotés du niveau 1, qui sont observables directement (c'est-à-dire les prix) ou indirectement (c'est-à-dire dérivés à partir des prix).
Niveau 3 : Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif qui ne s'appuient pas sur des données de marché observables (données non observables).

La hiérarchie des justes valeurs exige l'utilisation de données observables sur le marché chaque fois que de telles données existent. Un instrument financier est classé au niveau le plus bas de la hiérarchie pour lequel une donnée importante a été prise en compte dans l'évaluation à la juste valeur. La Société comptabilise les transferts entre les niveaux de la hiérarchie des justes valeurs à la fin de la période de présentation de l'information financière durant laquelle le changement est survenu.

Dépréciation des actifs financiers

La Société estime de manière prospective les pertes de crédit attendues liées aux actifs financiers comptabilisés au coût amorti. La méthodologie de dépréciation appliquée dépend de l'existence ou non d'une augmentation considérable du risque de crédit. En ce qui concerne les créances clients, la Société évalue les corrections de valeur pour pertes à un montant équivalant aux pertes de crédit attendues pour la durée de vie, comme le permet IFRS 9 aux termes de la méthode simplifiée. La Société comptabilise en résultat net à titre de gain ou perte de valeur le montant des pertes (ou reprises de perte) de crédit attendues qui est requis pour ramener le solde de la correction de valeur pour pertes en date de clôture au montant qu'elle est tenue de comptabiliser.

Relations de couverture

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition au risque de marché. Lors de la désignation initiale de nouveaux éléments de couverture, la Société constitue une documentation formelle de la relation entre les instruments de couverture et les éléments couverts, y compris les objectifs et la stratégie de gestion des risques à adopter pour l'opération de couverture, ainsi que des méthodes qui serviront à évaluer l'efficacité de la relation de couverture. La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

Pour la couverture de flux de trésorerie d'une transaction prévue, cette dernière doit être hautement probable et doit comporter une exposition aux variations de flux de trésorerie qui pourraient, ultimement, affecter le résultat net présenté.

Les instruments dérivés sont comptabilisés initialement à la juste valeur, et les coûts de transaction attribuables sont comptabilisés en résultat net à mesure qu'ils sont engagés. Après leur comptabilisation initiale, les instruments dérivés sont évalués à la juste valeur, et les changements connexes sont comptabilisés comme il est décrit ci-dessous.

Couvertures de flux de trésorerie

Lorsqu'un instrument dérivé est désigné comme instrument de couverture pour couvrir la variabilité des flux de trésorerie imputable au risque particulier lié à un actif ou à un passif comptabilisé ou à une transaction prévue hautement probable pouvant avoir une incidence sur le résultat net, la partie efficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global et présentée dans le cumul des autres éléments du résultat global en tant que capitaux propres. Le montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est transféré en résultat net au même poste que l'élément couvert dans le compte consolidé de résultat, au cours de la période où les flux de trésorerie couverts ont une incidence sur le résultat net. Toute partie inefficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée immédiatement en résultat net. Si l'instrument de couverture ne répond plus aux critères de comptabilité de couverture, qu'il arrive à expiration, qu'il est vendu, résilié ou exercé, la comptabilité de couverture cesse d'être appliquée de façon prospective. Le montant cumulatif du profit ou de la perte comptabilisé précédemment dans les autres éléments du résultat global demeure dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que la transaction prévue influe sur le résultat net. Si la transaction prévue n'est plus susceptible de se produire, le solde du cumul des autres éléments du résultat global est immédiatement comptabilisé en résultat net.

Couvertures d'investissement net dans des établissements à l'étranger

La Société applique la méthode de comptabilité de couverture aux écarts de change entre la monnaie fonctionnelle de l'établissement à l'étranger et celle de la Société (le dollar canadien).

Les écarts de change découlant de la conversion d'un passif financier désigné comme élément de couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global dans la mesure où l'élément de couverture est efficace, et sont présentés dans les capitaux propres dans le cumul des autres éléments du résultat global. Toute tranche inefficace des variations des instruments de couverture est comptabilisée directement en résultat net. Lorsqu'il y a cession de la portion couverte d'un investissement net, le montant approprié du cumul des autres éléments du résultat global est reclassé dans le compte de résultat en tant que profit ou perte à la cession.

Dérivés incorporés

Les dérivés incorporés dans des contrats hôtes non dérivés sont comptabilisés en tant que dérivés séparés lorsqu'ils correspondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et leurs caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des contrats hôtes et que les contrats ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle dans l'actif net des filiales consolidées sont présentées séparément des capitaux propres de la Société. Les participations des actionnaires ne détenant pas le contrôle peuvent initialement être évaluées à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle dans les montants comptabilisés des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. Le choix de la méthode d'évaluation doit être effectué pour chaque acquisition. Après l'acquisition, les participations ne donnant pas le contrôle sont composées du montant attribué à ces participations au moment de la comptabilisation initiale et de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation des capitaux propres depuis la date de l'acquisition.

Comptabilisation des produits

Les produits sont comptabilisés à mesure que la Société remplit son obligation de prestation, ce qui survient au moment de la livraison de l'électricité à des tarifs qui sont conformes aux CAÉ conclus auprès des services publics acquéreurs sur le marché commercial, ou au moment de la réception d'indemnités versées par des assureurs ou des fournisseurs pour pertes de revenus s'il est pratiquement certain que l'indemnité sera reçue. Les pénalités pour non-production d'électricité sont enregistrées au moment où il est hautement probable que le montant sera payable en réduction des produits sur la durée restante du contrat de vente d'énergie.

Aide publique

L'aide publique sous la forme de subventions ou de crédits d'impôt à l'investissement remboursables est comptabilisée dans les états financiers consolidés lorsqu'il y a une assurance raisonnable que la Société a respecté toutes les conditions inhérentes à l'obtention de cette aide.

La Société a droit à des subventions dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE. Les subventions sont de l'ordre de 1 ¢ par kilowattheure produit au cours des 10 premières années suivant la mise en service de chaque installation. Les centrales hydroélectriques Ashlu Creek (jusqu'en novembre 2019), Douglas Creek (jusqu'en octobre 2019), Fire Creek (jusqu'en octobre 2019), Stokke Creek (jusqu'en octobre 2019), Tipella Creek (jusqu'en octobre 2019), Lamont Creek, Upper Stave River, Umbata Falls (jusqu'en mai 2018) et Toba Montrose et les parcs éoliens de Carleton (jusqu'en novembre 2018) et de Dokie ont droit aux subventions. En vertu des CAÉ, la Société doit transférer à Hydro-Québec 75 % des subventions relatives aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau. Le montant brut des subventions obtenues dans le cadre de l'initiative écoénergie de 6 417 $ (9 301 $ en 2018) est inclus dans les produits, et le transfert à Hydro-Québec de 75 % de la subvention relative aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau est inclus dans les charges d'exploitation.

La Société engage des dépenses au titre du développement d'énergies renouvelables, dépenses qui donnent droit à des crédits d'impôt à l'investissement remboursables. Ces crédits d'impôt sont établis en fonction des montants que la direction prévoit recouvrer et ils peuvent faire l'objet d'un audit par les autorités fiscales. Les crédits d'impôt à l'investissement concernant les dépenses au titre du développement d'énergies renouvelables sont comptabilisés sous forme de réduction du coût des actifs ou des charges auxquels ils se rapportent.

Avantages sociaux

Les obligations au titre des avantages du personnel à court terme sont évaluées sur une base non actualisée et sont passées en charges à mesure que les services correspondants sont rendus. Un passif égal au montant que la Société s'attend à payer aux termes de plans d'intéressement et d'attribution de primes en trésorerie à court terme est comptabilisé si la Société a une obligation actuelle, juridique ou implicite de payer ce montant au titre des services passés rendus par les membres du personnel, et si une estimation fiable de l'obligation peut être effectuée.

Les prestations de cessation d'emploi sont comptabilisées en charges à la première des dates suivantes : la date où la Société ne peut plus retirer son offre de prestations ou la date où la Société comptabilise les coûts d'une restructuration. Si le règlement intégral des prestations n'est pas attendu dans les douze mois qui suivent la date de clôture, ces dernières sont comptabilisées à leur valeur actualisée.

Paiement fondé sur des actions

La Société évalue les attributions d'options sur actions réglées en instruments de capitaux propres au moyen de la méthode de la comptabilisation à la juste valeur. La charge est évaluée à la juste valeur de l'attribution, à la date d'attribution, et est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits relatifs aux options qui vont éventuellement devenir acquis. Les droits relatifs aux attributions d'options sur actions réglées en instruments de capitaux propres qui deviennent acquis graduellement sont comptabilisés comme une attribution distincte et évalués à la juste valeur de façon séparée. La juste valeur des options est amortie en résultat sur la période d'acquisition des droits, un montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions étant porté aux capitaux propres. Dans le cas des options frappées de déchéance avant l'acquisition des droits, les charges de rémunération qui avaient déjà été comptabilisées et le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres sont contre-passés. Lorsque les options sont exercées, le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres et le produit reçu par la Société sont portés au crédit du capital social.

Régime d'actions liées au rendement (régime d'« ALR »)

La Société évalue les attributions réglées en instruments de capitaux propres au moyen de la méthode de la comptabilisation à la juste valeur. La charge est évaluée à la juste valeur de l'attribution, à la date d'attribution, et est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits relatifs aux actions qui vont éventuellement devenir acquis, et un passif correspondant est comptabilisé. Dans le cas des actions frappées de déchéance avant l'acquisition des droits, la charge qui avait déjà été comptabilisée est reprise. Lorsque des actions sont achetées par le fiduciaire sur le marché secondaire, la juste valeur correspondante est imputée au capital des actions ordinaires. À la date d'acquisition des droits, chaque droit d'action liée au rendement donne droit à son porteur d'acquérir une action ordinaire de la Société dont tous les dividendes réinvestis sont accumulés à partir de la date d'attribution. À la suite du paiement, la juste valeur correspondante est portée au crédit du capital des actions ordinaires par rapport au passif correspondant.

Paiement fondé sur des actions réglé en trésorerie

En vertu du régime d'unités d'actions différées de la Société, les administrateurs et les dirigeants peuvent choisir de recevoir la totalité ou une partie de leur rémunération sous forme d'unités d'actions différées à la place d'une rémunération en trésorerie. Les paiements fondés sur des actions réglés en trésorerie de la Société, ainsi que le passif correspondant, sont évalués à la juste valeur à la date d'attribution. Tant que le passif n'est pas réglé, la juste valeur du passif est réévaluée à la fin de chaque période de présentation de l'information financière et à la date du règlement, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée en résultat net. Les unités d'actions différées ne peuvent être rachetées contre trésorerie avant que l'administrateur ne quitte le conseil ou que le dirigeant ne quitte la Société.

Conversion de devises

La Société et ses filiales déterminent chacune leur monnaie fonctionnelle sur la base de la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités. Les transactions libellées en une devise autre que la monnaie fonctionnelle de l'entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de transaction. Les écarts de change connexes sont inclus dans le résultat net de chaque entité pour la période au cours de laquelle ils surviennent.

Les établissements à l'étranger de la Société sont convertis dans la monnaie de présentation de la Société à des fins d'inclusion dans les états financiers consolidés. Les actifs et les passifs monétaires et non monétaires libellés en devises étrangères des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les produits et les charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de transaction. L'écart de change connexe est inclus dans les autres éléments du résultat global, et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants antérieurement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat lorsqu'une réduction de l'investissement net survient.

La Société désigne une portion de sa dette libellée en dollars américains comme couverture de son investissement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain. La Société désigne aussi une portion de ses contrats de change à terme comme couverture de son investissement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est l'euro. L'écart de change sur la portion de sa dette et de ses contrats de change à terme désignée comme couverture est inclus dans les autres éléments du résultat global, et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. L'écart lié à la tranche de la dette et aux contrats de change à terme qui excède l'investissement dans les filiales étrangères est comptabilisé immédiatement en résultat. L'écart sur les instruments de couverture liés à la tranche efficace de la couverture accumulée dans la réserve au titre de l'écart de change est reclassé en résultat de la même façon que l'écart de change lié aux établissements à l'étranger. La Société

prépare une documentation en bonne et due forme concernant ces couvertures. La Société détermine à chacun des trimestres si les relations de couverture permettent de compenser efficacement l'écart de change sur son investissement dans ses établissements à l'étranger dont les monnaies fonctionnelles sont le dollar américain et l'euro.

Les taux de change des devises utilisées dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés sont les suivants :

	Taux de change aux		Taux de change moyen pour les exercices	
	31 décembre 2019	31 décembre 2018	2019	2018
Euro	1,4583	1,5613	1,4856	1,5301
Dollar américain	1,2988	1,3642	1,3269	1,2958

Les taux de change liés à la filiale islandaise de la Société, HS Orka, qui a été cédée le 23 mai 2019, étaient les suivants :

	Taux de change aux		Taux de change moyen pour les exercices	
	23 mai 2019	31 décembre 2018	2019	2018
Couronne islandaise	0,0109	0,0117	0,0111	0,0120

Impôt sur le résultat

L'impôt exigible et l'impôt différé sont comptabilisés en résultat, sauf dans la mesure où l'impôt est généré par un regroupement d'entreprises ou par des éléments comptabilisés en autres éléments du résultat global ou directement en capitaux propres.

L'impôt exigible correspond au montant prévu de l'impôt sur le bénéfice imposable ou la perte fiscale pour l'exercice, calculé selon les taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture et compte tenu de tout ajustement lié aux exercices précédents.

L'impôt différé est comptabilisé relativement aux différences temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs aux fins de la présentation de l'information financière et la valeur utilisée aux fins de l'impôt. L'impôt différé est calculé selon le taux d'impôt qui devrait être appliqué aux différences temporaires lorsqu'elles se résorberont, selon les lois adoptées ou quasi adoptées à la date de clôture.

En ce qui a trait aux filiales, l'impôt différé n'est pas comptabilisé pour les différences temporaires entre la valeur comptable des placements et leur valeur fiscale, à moins qu'il ne soit prévu que ces différences se résorbent dans un avenir prévisible.

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés dans la mesure où il est probable qu'il existera un bénéfice imposable auquel pourront être imputées les différences temporaires.

Les actifs et passifs d'impôt différé peuvent être compensés si l'entité a un droit juridiquement exécutoire de compenser des actifs et passifs d'impôt exigible, et si les actifs et passifs d'impôt différé concernent des impôts sur le résultat prélevés par la même administration fiscale, soit sur la même entité imposable, soit sur des entités imposables différentes qui ont l'intention soit de régler les passifs d'impôt exigible et de réaliser les actifs d'impôt exigible sur la base de leur montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément.

Bénéfice (perte) par action

La Société présente le résultat de base et le résultat dilué par action pour ses actions ordinaires. Le bénéfice (la perte) par action de base est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la Société par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de la période, ajusté selon le nombre d'actions ordinaires détenues en fiducie en vertu du régime d'ALR.

La Société utilise la méthode du rachat d'actions pour calculer le bénéfice (la perte) par action dilué. Le bénéfice (la perte) par action dilué est calculé de la même manière que le bénéfice (la perte) par action, sauf que le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est majoré du nombre d'actions supplémentaires découlant de la conversion présumée des débentures convertibles et de l'exercice présumé des options sur actions, si l'effet est dilutif. Le nombre d'actions supplémentaires est calculé en supposant que les débentures convertibles ont été converties et que les options sur actions en circulation ont été exercées, et que le produit de ces exercices a été utilisé pour acquérir des actions au cours du marché moyen de l'exercice.

Changements de méthodes comptables

La Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes, avec une date d'application initiale au 1er janvier 2019 :

IFRS 16, *Contrats de location*

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui prévoit un modèle exhaustif pour l'identification de contrats de location et leur traitement dans les états financiers des bailleurs et des preneurs. Elle remplace IAS 17, *Contrats de location*, et ses directives interprétatives connexes. D'importants changements ont été apportés à la comptabilisation par le preneur, car la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement a été supprimée et la comptabilisation des actifs et des passifs touche tous les contrats de location (sous réserve de quelques exceptions limitées à l'égard de contrats de location à court terme et de contrats de location d'actifs de moindre valeur). En revanche, IFRS 16 ne comporte pas de modifications importantes des exigences relatives aux bailleurs. La Société a adopté cette norme rétrospectivement le 1er janvier 2019 sans retraiter les chiffres des périodes comparables, comme le permettent les dispositions transitoires propres à la norme (méthode rétrospective modifiée).

L'adoption initiale d'IFRS 16 a entraîné la comptabilisation d'obligations locatives dans l'état consolidé de la situation financière liées à des contrats de location qui avaient auparavant été classés à titre de « contrats de location simple » aux termes d'IAS 17, *Contrats de location*, et la comptabilisation d'un actif correspondant au titre du droit d'utilisation. Les obligations locatives ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements de loyers restants, actualisées à l'aide du taux d'emprunt marginal du preneur au 1er janvier 2019. Le taux d'emprunt marginal moyen pondéré du preneur appliqué aux obligations locatives le 1er janvier 2019 était de 3,79 %.

Les actifs au titre de droits d'utilisation ont été évalués au montant de l'obligation locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer se rapportant au contrat de location correspondant comptabilisé dans l'état consolidé de la situation financière au 31 décembre 2018. Il n'existait aucun contrat de location déficitaire qui aurait nécessité un ajustement aux actifs au titre de droits d'utilisation à la date d'application initiale.

Au moment de l'application initiale d'IFRS 16, la Société a utilisé les mesures de simplification qui suivent permises aux termes de la norme :

- le recours à des évaluations antérieures pour déterminer si les contrats de location sont déficitaires;
- la comptabilisation des contrats de location simple dont la durée résiduelle est inférieure à 12 mois au 1er janvier 2019 comme des contrats de location à court terme;
- l'exclusion des coûts directs initiaux de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de première application;
- l'utilisation des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location qui contient des options de prolongation ou de résiliation.

Le tableau suivant présente un rapprochement de l'obligation locative au 1er janvier 2019 :

	Au 1er janvier 2019
Engagements découlant de contrats de location simple compris dans les engagements totaux présentés au 31 décembre 2018	188 983
Actualisation à l'aide du taux d'emprunt marginal du preneur à la date de première application	122 270
Partie courante des obligations locatives	5 084
Partie non courante des obligations locatives	117 186
Obligations locatives	122 270

Le tableau qui suit présente l'incidence de l'application d'IFRS 16 sur le solde d'ouverture des secteurs dans l'état consolidé de la situation financière au 1er janvier 2019 :

	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Aménagement des emplacements / Administration	Total
Actifs courants					
Charges payées d'avance et autres	—	(1 640)	(50)	—	(1 690)
Actifs non courants					
Actifs au titre de droits d'utilisation présentés dans les immobilisations corporelles	2 775	56 652	839	63 622	123 888
Passifs courants					
Fournisseurs et autres créditeurs	—	(72)	—	—	(72)
Obligations locatives présentées dans les autres passifs	50	2 410	12	2 612	5 084
	50	2 338	12	2 612	5 012
Passifs non courants					
Obligations locatives présentées dans les autres passifs	2 725	52 674	777	61 010	117 186

L'incidence de l'application d'IFRS 16 sur l'état consolidé du résultat net correspond à une diminution des charges d'exploitation (anciennement - contrats de location simple fonciers) et des frais généraux et administratifs (anciennement - contrats de location simple pour des locaux à bureau), compensée par une augmentation des charges financières (découlant des obligations locatives) et de l'amortissement (découlant des actifs correspondants au titre de droits d'utilisation).

Participations au partage fiscal

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, la Société a procédé à un changement de la méthode de comptabilisation du financement de partage fiscal, qui était précédemment comptabilisé comme un élément des capitaux propres, ce qui a donné lieu à un reclassement du financement de partage fiscal en tant que passif financier. Ce changement a été appliqué au cours du quatrième trimestre de 2019. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude. Ce changement a donné lieu aux reclassements suivants :

États consolidés de la situation financière

	Au 31 décembre 2018
Immobilisations corporelles	(12 265)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	47 139
Total des actifs	34 874
Tranche à court terme des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs	(208)
Prêts et emprunts à long terme	(503)
Passifs d'impôt différé	53 109
Total des passifs	52 398
Déficit	(1 552)
Cumul des autres éléments du résultat global	1 021
Participations ne donnant pas le contrôle	(16 993)
Total des capitaux propres	(17 524)
Total des passifs et des capitaux propres	34 874

Comptes consolidés de résultat

	Exercice clos le 31 décembre 2018
Amortissement	(670)
Charges financières	186
Autres produits, montant net	(764)
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(22 248)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	(23 496)
Charge d'impôt différé	23 496
Bénéfice net et bénéfice net découlant des activités poursuivies	—
Attribuable aux	
Propriétaires de la société mère	(1 552)
Participations ne donnant pas le contrôle	1 552

Modifications d'IFRS 9, *Instruments financiers* (réforme des taux d'intérêt de référence)

Le 26 septembre 2019, l'IASB a publié des modifications de certaines de ses exigences en matière de comptabilité de couverture dans la norme IFRS 9, *Instruments financiers*, en relation avec la phase 1 du projet relatif à la réforme des taux interbancaires et à son incidence sur la présentation de l'information financière. Les modifications sont en vigueur pour les périodes ouvertes à compter du 1er janvier 2020, l'adoption anticipée étant permise. La Société a appliqué les modifications de la réforme des taux d'intérêt de référence de manière rétrospective aux relations de couverture qui existaient au 1er janvier 2019 ou qui ont été désignées par la suite et qui sont directement touchées par la refonte des taux d'intérêt de référence. Ces modifications s'appliquent également au profit ou à la perte comptabilisé dans les autres éléments du résultat global qui existaient au 1er janvier 2019.

3. RECOURS AU JUGEMENT ET UTILISATION D'ESTIMATIONS

Principales estimations et hypothèses

La préparation d'états financiers consolidés conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours des périodes considérées, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant notamment sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, la dépréciation d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des frais de développement de projets et du goodwill, l'impôt différé, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, de même que sur la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, l'efficacité des relations de couverture et le classement des entités structurées. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement si les hypothèses et les estimations changeaient. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

Jugements et estimations critiques

Juste valeur des instruments financiers

Certains instruments financiers, tels que les instruments financiers dérivés, sont comptabilisés dans les états consolidés de la situation financière à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont reflétées dans le résultat, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les variations sont comptabilisées dans le résultat global. La juste valeur de certains instruments financiers est estimée au moyen de techniques d'évaluation tenant compte de plusieurs hypothèses liées, notamment, aux taux d'intérêt, aux écarts de taux, aux taux de change, aux prix à terme et à d'autres éléments.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles et incorporelles représentent une partie importante du total de l'actif de la Société. La Société estime la durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles sur une base annuelle et ajuste l'amortissement de façon prospective, si nécessaire.

Dépréciation des actifs non financiers

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la valeur recouvrable d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie au moyen des calculs de la valeur d'utilité fondés sur les flux de trésorerie futurs actualisés. Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'estimations, notamment la production d'électricité, la durée des projets, les prix de vente, les coûts d'exploitation, les dépenses d'investissement, le taux de croissance et le taux d'actualisation. La probabilité que le développement de projets soit possible est aussi évaluée en fonction de l'environnement commercial concurrentiel et de la volonté des autorités gouvernementales de s'approvisionner en nouvelles sources additionnelles d'énergie.

Juste valeur des acquisitions d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations lorsqu'elle détermine la juste valeur à la date d'acquisition de la contrepartie transférée, des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La juste valeur estimative est calculée au moyen de techniques d'évaluation tenant compte de plusieurs hypothèses, liées notamment à la production future, aux bénéfices, aux charges ainsi qu'aux taux d'actualisation.

Détermination du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise

Pour déterminer si la Société exerce un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une entreprise, la Société doit émettre des hypothèses et formuler des jugements dans le cadre de l'évaluation des exigences de classement.

En se fondant sur les accords contractuels conclus entre la Société et ses associés respectifs ainsi que sur la participation économique de celle-ci de plus de 50 % dans Kwoiek Creek Resources L.P., Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., Kokomo Solar 1, LLC, Spartan PV 1, LLC, Foard City Wind, LLC et Phoebe Energy Project, LLC., la Société est arrivée à la conclusion qu'elle contrôle ces entités.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, qui représente la valeur actualisée des coûts futurs de remise en état pour divers projets. Les estimations de ces coûts sont tributaires des coûts de la main-d'œuvre, de l'efficacité des mesures correctrices et de remise en état, des taux d'inflation, des taux d'actualisation qui reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et les risques propres à l'obligation, ainsi que du calendrier des sorties de fonds.

Couverture

La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

La Société peut, de temps à autre, conclure des contrats à long terme de couverture du prix de l'électricité qui nécessitent une part importante de jugement pour déterminer la juste valeur et la désignation des couvertures de l'électricité à long terme. Dans le cadre de la désignation des couvertures de l'électricité en tant que couvertures de flux de trésorerie, la Société pose certains jugements concernant la probabilité d'événements futurs. Dans le cadre de la détermination de la juste valeur, la Société formule certaines hypothèses, fait certaines estimations et pose certains jugements concernant des événements futurs. Les prix de l'électricité futurs provisionnels non observables sont par nature subjectifs et ont une incidence sur la variation de la juste valeur comptabilisée au compte consolidé de résultat et à l'état consolidé du résultat global.

4. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a. Acquisition de la participation de notre partenaire dans les parcs éoliens Cartier

Le 24 octobre 2018, la Société a mené à bien l'acquisition de la participation de 62 % de TransCanada dans cinq parcs éoliens situés en Gaspésie, au Québec, soit Baie-des-Sables, Carleton, Gros-Morne, L'Anse-à-Valleau et Montagne Sèche (les « parcs éoliens Cartier »), et sa participation de 50 % dans les entités d'exploitation des parcs éoliens Cartier (les « entités d'exploitation Cartier »), moyennant une contrepartie totale de 621 471 $.

La Société détenait précédemment une participation de 38 % dans les parcs éoliens Cartier et une participation de 50 % dans les entités d'exploitation Cartier, lesquelles ont été comptabilisées comme des entreprises communes en raison des droits sur les actifs et les obligations au titre des passifs des parcs éoliens. À la suite de l'acquisition, la Société détenait 100 % des parcs éoliens Cartier et 100 % des entités d'exploitation Cartier. Au moment de l'acquisition, la Société n'a pas réévalué la participation qu'elle détenait déjà dans les parcs éoliens Cartier.

Parallèlement à la clôture de l'acquisition, Innergex a obtenu deux facilités de crédit à court terme de 400 000 $ et de 228 000 $, respectivement, pour couvrir le prix d'achat et les coûts de transaction dans leur intégralité.

L'acquisition de Cartier a permis d'ajouter une puissance installée brute additionnelle de 365 MW au portefeuille de la Société.

Le tableau suivant présente la comptabilisation finale selon la méthode de l'acquisition et la juste valeur des actifs nets acquis :

	Comptabilisation finale de l'acquisition
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 414
Débiteurs	6 653
Charges payées d'avance et autres	2 586
Immobilisations corporelles	575 995
Immobilisations incorporelles	73 162
Goodwill	11 165
Fournisseurs et autres créditeurs	(4 722)
Autres passifs	(33 617)
Passifs d'impôt différé	(11 165)
Actifs nets acquis	621 471

Le goodwill n'est pas déductible aux fins du calcul de l'impôt.

Les coûts de transaction liés à cette acquisition ont été passés en charges conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 8).

Les produits et le bénéfice net de la participation acquise dans les installations depuis le 24 octobre 2018, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 19 975 $ et à 4 675 $, respectivement, pour la période de 69 jours close le 31 décembre 2018.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2018, les produits et le bénéfice net consolidés auraient augmenté de 67 016 $ et de 4 381 $, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2018 au 23 octobre 2018.

b. Acquisition d'Alterra Power Corp.

Le 6 février 2018, Innergex a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra Power Corp. (« Alterra »).

Les actions ordinaires d'Innergex à émettre aux actionnaires d'Alterra dans le cadre de la transaction représentent une participation d'environ 18 % de la société regroupée. L'un des membres du conseil d'administration d'Alterra s'est joint au conseil d'administration d'Innergex au moment de la conclusion de la transaction.

Le total du prix de l'acquisition d'Alterra se chiffre à 450 865 $ et est composé d'une contrepartie en trésorerie de 120 258 $ et de l'émission de 24 327 225 actions ordinaires de la Société à un prix de 13,59 $, soit une valeur de 330 607 $.

Alterra et ses filiales sont actives dans le développement, la construction et l'exploitation de projets d'énergie renouvelable. Au 6 février 2018, les installations en exploitation d'Alterra comprenaient une participation nette de 53,9 % dans deux centrales géothermiques en Islande (« Svartsengi » et « Reykjanes ») et une participation indirecte de 30 % dans Blue Lagoon, qui exploitait le spa géothermal Blue Lagoon en Islande (« Blue Lagoon »). Les participations d'Alterra comprenaient également une participation nette de 40 % dans deux centrales hydroélectriques au fil de l'eau (« Toba Montrose »), une participation nette de 25,5 % dans un parc éolien (« Dokie »), une participation nette de 51 % dans une centrale hydroélectrique au fil de l'eau (« Jimmie Creek ») en Colombie-Britannique, une participation nette de 50 % dans un parc éolien (« Shannon ») situé au Texas, une participation nette de 90 % dans un projet solaire (« Kokomo ») situé en Indiana et une participation nette de 100 % dans un projet solaire (« Spartan ») situé au Michigan.

L'acquisition d'Alterra a permis d'ajouter une puissance installée brute additionnelle de 840 MW au portefeuille de la Société.

Le tableau suivant présente la comptabilisation finale selon la méthode de l'acquisition et la juste valeur des actifs nets acquis.

	Comptabilisation finale de l'acquisition
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7 218
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	5 893
Débiteurs	17 745
Charges payées d'avance et autres	3 925
Comptes de réserve	873
Immobilisations corporelles	514 837
Immobilisations incorporelles	240 009
Frais de développement de projets	19 298
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	447 130
Goodwill	59 288
Autres actifs non courants	16 281
Fournisseurs et autres créditeurs	(40 747)
Passifs d'impôt	(1 126)
Prêts et emprunts à long terme	(326 136)
Instruments financiers dérivés	(30 282)
Autres passifs	(47 972)
Passifs d'impôt différé	(138 833)
Participations ne donnant pas le contrôle	(296 536)
Actifs nets acquis	450 865

Le goodwill n'est pas déductible aux fins de l'impôt.

Les coûts de transaction liés à cette acquisition ont été passés en charges conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 8).

Les participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées selon la quote-part des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise.

Les produits et le bénéfice net des installations depuis le 6 février 2018, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 97 823 $ et à 4 936 $, respectivement, pour la période de 329 jours close le 31 décembre 2018.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2018, les produits et le bénéfice net consolidés auraient augmenté de 11 471 $ et de 4 578 $, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2018 au 5 février 2018.

c. Acquisition des actifs de Phoebe

Le 2 juillet 2018, la Société a acquis un projet d'énergie solaire photovoltaïque de 250 MW_{CA}/315 MW_{CC} situé dans le comté de Winkler, au Texas. Un avis final de démarrage des travaux de construction a également été émis le 2 juillet 2018 et la mise en service commerciale complète a eu lieu au cours du quatrième trimestre de 2019. Le projet est également admissible à un crédit d'impôt fédéral à l'investissement (CII) équivalant à environ 30 % des coûts en capital du projet. Le CII sera surtout attribué à l'investisseur participant au partage fiscal. Le projet Phoebe vendra 100 % de sa production au réseau électrique Electric Reliability Council of Texas (« ERCOT ») et recevra un prix fixe sur 89 % de l'énergie produite dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité de 12 ans.

Le prix d'achat total de Phoebe s'est établi à 100 191 $ US (131 791 $) et consistait entièrement en une contrepartie en trésorerie.

Le tableau suivant présente la juste valeur des actifs acquis.

	Actifs acquis	
	$ US	$
Immobilisations corporelles	84 043	110 550
Instruments financiers dérivés	16 148	21 241
Total des actifs acquis	100 191	131 791

La Société a déterminé que, à la date d'acquisition, Phoebe constituait un groupe d'actifs plutôt qu'une entreprise au sens d'IFRS 3, et a comptabilisé l'acquisition comme une acquisition d'actifs.

5. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

En 2019, la Société a vendu sa filiale en propriété exclusive Magma Energy Sweden A.B., qui détenait une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf (« HS Orka »), à Jarðvarmi slhf au prix de vente 297 868 $ US (401 524 $). HS Orka représente à la fois le secteur géographique islandais et le secteur d'exploitation géothermique de la Société.

Le tableau suivant présente un sommaire de la vente des activités abandonnées :

	Total $ CA
Contrepartie reçue, déduction faite des coûts de transaction :	
Contrepartie en trésorerie (299 910 $ US)	404 219
Contrepartie payée pour l'ajustement au fonds de roulement (2 042 $ US)	(2 695)
Coûts de transaction	(6 634)
Contrepartie totale liée à la cession, déduction faite des coûts de transaction	394 890
Valeur comptable des actifs nets vendus	331 147
Profit sur la vente avant reclassement des écarts de change découlant de la conversion de devises	63 743
Reclassement des écarts de change découlant de la conversion de devises	46 015
Profit sur la vente	17 728

Le tableau ci-dessous présente les valeurs comptables des actifs et des passifs à la date de la vente.

	Au 23 mai 2019
Actifs courants	37 039
Actifs non courants	855 734
Total des actifs	892 773
Passifs courants	71 976
Passifs non courants	228 804
Total des passifs	300 780
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	331 147
Participations ne donnant pas le contrôle	260 846
Total des capitaux propres	591 993
Total des passifs et des capitaux propres	892 773

Le tableau suivant présente un sommaire du bénéfice net découlant des activités abandonnées :

	Exercice clos le 31 décembre 2019	Période de 329 jours close le 31 décembre 2018
Produits	40 006	95 198
Charges	39 677	105 512
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(3 718)	(8 762)
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	4 047	(1 552)
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(40)	(1 055)
Bénéfice net découlant des activités abandonnées avant les éléments suivants :	4 087	(497)
Profit sur la vente de la filiale	(17 728)	—
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	21 815	(497)
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	3 928	(36 838)
Total du résultat global découlant des activités abandonnées	25 743	(37 335)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	19 682	(685)
Participations ne donnant pas le contrôle	2 133	188
	21 815	(497)
Total du résultat global découlant des activités abandonnées attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	42 832	(24 213)
Participations ne donnant pas le contrôle	(17 089)	(13 122)
	25 743	(37 335)
Bénéfice net (perte nette) par action découlant des activités abandonnées		
Bénéfice net (perte nette) par action, de base ($)	0,15	(0,01)
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) ($)	0,15	(0,01)

6. CHARGES PAR NATURE

Les charges d'exploitation, les charges générales et administratives et les charges liées aux projets potentiels, présentés dans les états consolidés du résultat net, ont été regroupées selon la nature des charges, comme suit :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Exploitation et entretien	55 276	44 186
Salaires et avantages	38 109	31 907
Impôts fonciers et redevances	28 104	30 458
Autres charges	6 635	4 363
Honoraires professionnels	6 248	4 604
Assurances	6 046	4 632
Charges liées aux projets potentiels	5 344	7 640
Charges administratives	2 105	1 449
Total des charges d'exploitation, des charges générales et administratives et des charges liées aux projets potentiels	147 867	129 239

L'amortissement des immobilisations corporelles de 153 617 $ (111 083 $ en 2018) et l'amortissement des immobilisations incorporelles de 40 962 $ (40 173 $ en 2018) comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat sont principalement liés aux charges d'exploitation engagées pour générer des produits.

7. CHARGES FINANCIÈRES

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	181 586	165 712
Charge d'intérêts sur les débentures convertibles	12 014	8 193
Charges d'intérêts sur le financement lié aux investisseurs participant au partage fiscal	9 319	186
Intérêts sur les obligations locatives	2 925	—
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5 171	6 798
Amortissement des frais de financement	8 887	4 582
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme	2 880	2 367
Charges de désactualisation des autres passifs	4 496	3 265
Autres	4 488	4 731
	231 766	195 834

8. AUTRES (PRODUITS) CHARGES, MONTANT NET

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(88 402)	(764)
Crédits d'impôt sur la production	(11 238)	—
Autres produits, montant net	(4 613)	(1 963)
Profit sur les modifications de la dette (note 21)	(2 883)	—
Coûts de restructuration	1 823	—
Perte à la cession d'immobilisations corporelles	670	538
Coûts de transaction liés aux regroupements d'entreprises (note 4)	—	8 280
Perte réalisée sur les instruments financiers dérivés	—	6 092
	(104 643)	12 183

Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal

Dans les structures de participation fiscale, une partie des attributs fiscaux générés par un projet d'énergie renouvelable, tels que le bénéfice (la perte) imposable, y compris l'amortissement fiscal accéléré dans le cadre du système de recouvrement accéléré des coûts modifié des États-Unis (Modified Accelerated Cost Recovery System ou « MACRS »), est attribuée aux investisseurs participant au partage fiscal et appliquée au financement de participation fiscale connexe en tant que remboursement de capital. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, les attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal et imputés en tant que remboursement du capital sur le financement de partage fiscal se sont élevés à 88 402 $ et concernent le parc éolien Foard City et le parc solaire Phoebe mis en service au cours de l'année, qui a fait l'objet d'un amortissement fiscal accéléré dans le cadre du MACRS, ainsi que les projets solaires Kokomo et Spartan (somme de 764 $ en 2018 liée aux parcs solaires Kokomo et Spartan).

Crédits d'impôt sur la production

Certains projets sont admissibles à des incitatifs fiscaux d'énergie renouvelable aux États-Unis, tels que les CIP, qui sont obtenus lorsque la production a lieu. Dans les structures de participation fiscale, la partie de ces attributs fiscaux qui est allouée aux investisseurs participant au partage fiscal est appliquée au financement de la structure de participation fiscale connexe en tant que remboursement de capital. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, les CIP gagnés et appliqués en tant que paiement de capital au financement de partage fiscal se sont élevés à 11 238 $ et concernent le parc éolien Foard City mis en service au cours de l'année (néant en 2018).

Coûts de restructuration

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a entrepris une restructuration de son service de comptabilité, qui prévoit la centralisation des fonctions comptables au siège social afin d'améliorer l'efficacité organisationnelle (le « Plan »). Suite à l'annonce du Plan à son personnel, la Société a comptabilisé une provision de 1 823 $ pour les coûts de restructuration, qui sont principalement constitués d'indemnités de cessation d'emploi et d'honoraires de consultation. Au 31 décembre 2019, les activités de restructuration se poursuivaient et une somme de 1 237 $ a été engagée jusqu'à présent. La réorganisation devrait être achevée d'ici le premier trimestre de 2020.

9. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

9.1 Informations détaillées sur les coentreprises et les entreprises associées significatives

Coentreprises et entreprises associées	Activité principale	Lieu de constitution et lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 décembre 2019	31 décembre 2018
Energía Llaima	Posséder et exploiter trois centrales hydroélectriques et un parc solaire	Chili	50 %	50 %
Toba Montrose	Posséder et exploiter deux centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	40 %	40 %
Shannon	Posséder et exploiter un parc éolien	Texas	50 %	50 %
Flat Top	Posséder et exploiter un parc éolien	Texas	51 % [1]	51 %
Dokie	Posséder et exploiter un parc éolien	Colombie-Britannique	25,5 %	25,5 %
Jimmie Creek	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,99 % [1]	50,99 %
Umbata Falls	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Ontario	49 %	49 %
Viger-Denonville	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	50 %	50 %
Blue Lagoon (voir la note 5)	Posséder et exploiter un spa géothermal	Islande	— %	30 %
Innavik	Développer et construire une centrale hydroélectrique	Québec	50 %	— %

1. La Société ne consolide pas ces entités étant donné qu'elle ne contrôle pas la prise de décision.

Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous représente des montants indiqués dans les états financiers des coentreprises et des entreprises associées qui ont été préparés selon les IFRS et après ajustement pour tenir compte des ajustements de la juste valeur à l'acquisition et des différences de méthodes comptables.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercice clos le 31 décembre 2019								
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik
Produits	52 301	70 643	19 257	24 405	36 460	21 429	8 223	11 293	—
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	24 360	16 360	10 799	13 023	8 932	4 447	1 624	2 163	3 620
	27 941	54 283	8 458	11 382	27 528	16 982	6 599	9 130	(3 620)
Charges financières	11 948	27 579	14 659	17 842	9 925	9 380	2 121	3 309	—
Crédits d'impôt sur la production	—	—	(22 646)	(28 430)	—	—	—	—	—
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	—	—	1 119	(10 890)	—	—	—	—	—
Autres charges (produits), montant net	6 413	(666)	359	(69)	(703)	769	(113)	(93)	—
Amortissements	14 389	17 716	13 997	14 687	10 496	4 742	4 010	2 712	—
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	—	(1 001)	(3 886)	(40 785)	—	—	595	(459)	—
Charge d'impôt sur le résultat	3 927	—	—	—	—	—	—	—	—
(Perte nette) bénéfice net	(8 736)	10 655	4 856	59 027	7 810	2 091	(14)	3 661	(3 620)
Autres éléments du résultat global	—	(3 503)	—	—	—	—	—	(941)	—
Total du résultat global	(8 736)	7 152	4 856	59 027	7 810	2 091	(14)	2 720	(3 620)
(Perte nette) bénéfice net attribuable à Innergex	(3 397)	4 262	2 428	30 104	1 992	1 066	(7)	1 831	(1 810)
Total du résultat global attribuable à Innergex	(3 397)	2 861	2 428	30 104	1 992	1 066	(7)	1 360	(1 810)

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercice clos le 31 décembre 2018									
	Energía Llaima (période de 181 jours)	Toba Montrose (période de 329 jours)	Shannon (période de 329 jours)	Flat Top (période de 329 jours)	Dokie (période de 329 jours)	Jimmie Creek (période de 329 jours)	Umbata Falls	Viger-Denonville	Blue Lagoon	Autres
Produits	30 739	65 435	13 934	15 057	31 610	19 166	9 459	11 724	172 094	—
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	13 855	14 913	8 326	9 750	7 655	3 202	910	2 056	116 793	—
	16 884	50 522	5 608	5 307	23 955	15 964	8 549	9 668	55 301	—
Charges financières	6 043	25 409	13 582	14 986	9 659	8 638	2 257	3 423	1 373	—
Crédits d'impôt sur la production	—	—	(19 313)	(18 581)	—	—	—	—	—	—
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	—	—	(3 650)	(45 820)	—	—	—	—	—	—
Autres (produits) charges, montant net	(3 588)	(495)	(785)	90	360	672	(81)	(72)	1 069	—
Amortissements	7 406	14 988	8 798	10 447	11 327	4 380	4 011	2 517	13 656	—
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	—	1 135	(12 454)	(6 315)	—	—	(715)	(768)	—	—
Charge d'impôt sur le résultat	1 557	—	—	—	—	—	—	—	10 025	—
Bénéfice net	5 466	9 485	19 430	50 500	2 609	2 274	3 077	4 568	29 178	—
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	—	—	(180)	(20 353)	31
Total du résultat global	5 466	9 485	19 430	50 500	2 609	2 274	3 077	4 388	8 825	31
Activités poursuivies										
Bénéfice net attribuable à Innergex	2 715	3 794	9 715	25 755	665	1 160	1 508	2 284	—	—
Total du résultat global attribuable à Innergex	2 715	3 794	9 715	25 755	665	1 160	1 508	2 194	—	31
Activités abandonnées										
Bénéfice net attribuable à Innergex	—	—	—	—	—	—	—	—	8 762	—
Total du résultat global attribuable à Innergex	—	—	—	—	—	—	—	—	2 650	—

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2019								
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik
Actifs courants	67 728	27 427	11 435	7 090	19 116	8 699	2 199	2 407	1 795
Actifs non courants	535 024	735 872	374 717	507 887	234 607	226 801	53 101	53 101	15 571
	602 752	763 299	386 152	514 977	253 723	235 500	55 300	55 508	17 366
Passifs courants	17 787	17 921	25 447	32 884	10 897	5 141	2 782	45 859	17 385
Passifs non courants	236 700	549 785	177 929	216 986	146 355	165 119	36 612	7 923	3 600
Capitaux propres (déficit) des associés	284 532	195 593	182 776	265 107	96 471	65 240	15 906	1 726	(3 619)
Participations ne donnant pas le contrôle	63 733	—	—	—	—	—	—	—	—
	602 752	763 299	386 152	514 977	253 723	235 500	55 300	55 508	17 366

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans les coentreprises et les entreprises associées comptabilisée dans les états financiers consolidés :

	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019											
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Blue Lagoon (note 5)	Innavik	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2019	154 299	80 976	95 052	113 355	24 521	36 535	9 406	1 453	136 228	—	87	651 912
Cession d'entreprise	—	—	—	—	—	—	—	—	(136 228)	—	—	(136 228)
Augmentation de la participation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3	3
Quote-part (de la perte) du bénéfice	(3 397)	4 262	2 428	30 104	1 992	1 066	(7)	1 831	—	(1 810)	—	36 469
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	(1 401)	—	—	—	—	—	(471)	—	—	—	(1 872)
Écarts de change	(8 636)		(4 379)	(5 872)	—	—	—	—	—	—	—	(18 887)
Distributions reçues	—	(5 600)	(1 713)	(2 382)	(1 913)	(4 335)	(1 605)	(1 950)	—	—	—	(19 498)
Solde au 31 décembre 2019	142 266	78 237	91 388	135 205	24 600	33 266	7 794	863	—	(1 810)	90	511 899

	Au 31 décembre 2018								
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Blue Lagoon (note 5)
Actifs courants	64 598	22 229	9 795	13 682	14 203	10 617	3 769	2 950	23 519
Actifs non courants	570 472	762 471	388 332	479 499	225 788	231 632	56 872	53 757	538 975
	635 070	784 700	398 127	493 181	239 991	242 249	60 641	56 707	562 494
Passifs courants	14 897	15 029	30 828	50 378	10 014	4 607	3 422	4 151	38 673
Passifs non courants	244 620	567 230	177 195	220 538	133 815	165 990	38 023	49 652	70 180
Capitaux propres des associés	308 598	202 441	190 104	222 265	96 162	71 652	19 196	2 904	453 641
Participations ne donnant pas le contrôle	66 955	—	—	—	—	—	—	—	—
	635 070	784 700	398 127	493 181	239 991	242 249	60 641	56 707	562 494

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés :

	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018										
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Blue Lagoon (note 5)	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2018	—	—	—	—	—	—	9 688	1 272	—	51	11 011
Acquisitions d'entreprises	—	84 182	80 148	79 629	24 366	37 670	—	—	141 135	—	447 130
Augmentation de la participation	144 694	—	—	2 520	—	—	—	—	—	5	147 219
Quote-part du bénéfice	2 715	3 794	9 715	25 755	665	1 160	1 508	2 284	—	—	47 596
Quote-part du bénéfice reclassé dans les activités abandonnées	—	—	—	—	—	—	—	—	8 762	—	8 762
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	—	—	(90)	—	31	(59)
Écarts de change	6 890		7 391	8 683	—	—	—	—	—	—	22 964
Quote-part des autres éléments du résultat global reclassée dans les activités abandonnées	—	—	—	—	—	—	—	—	(6 112)	—	(6 112)
Distributions reçues	—	(7 000)	(2 202)	(3 232)	(510)	(2 295)	(1 790)	(2 013)	(7 557)	—	(26 599)
Solde au 31 décembre 2018	154 299	80 976	95 052	113 355	24 521	36 535	9 406	1 453	136 228	87	651 912

Shannon

La Société détient une participation de 50 % dans le parc éolien Shannon, la participation restante de 50 % et la participation au partage fiscal étant détenues par des tiers.

Le 29 juin 2015, Shannon a conclu un contrat de couverture du prix de l'électricité à long terme pour la période allant du 1er juin 2016 au 31 mai 2029. Le contrat de couverture du prix de l'électricité confère le droit à Shannon de recevoir un prix fixe en dollars par MWh pour une quantité déterminée d'électricité.

Le montant initial du financement de partage fiscal à l'acquisition d'Alterra le 6 février 2018 représente la juste valeur de 144 534 $ US (181 102 $). Par la suite, la valeur comptable est réduite par l'attribution des incitatifs fiscaux d'énergie renouvelable aux États-Unis (CIP), du bénéfice imposable et des distributions en trésorerie versées jusqu'à présent, compensés par la charge d'intérêt effective. Le projet éolien Shannon est admissible à des CIP relativement à la production d'énergie éolienne pour les dix premières années d'exploitation du projet (jusqu'en 2025). Le coût amorti du financement de partage fiscal au 31 décembre 2019 se chiffrait à 157 204 $ (179 088 $ au 31 décembre 2018) et le passif sera remboursé intégralement au moment du point de basculement, qui devrait avoir lieu en 2028.

L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale), des CIP et des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage est décrite dans le tableau ci-dessous. Après le point de basculement, les investisseurs participant au partage fiscal de Shannon conserveront une participation financière de 5 % dans le projet qui sera comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle.

	Investisseurs participant au partage fiscal
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	99,0 %
Distributions en trésorerie	64,3 % [1]

1. Les distributions en trésorerie sont déterminées en fonction d'un test trimestriel qui mesure la trésorerie générée et cumulée depuis la mise en service commerciale. Une baisse de la production pourrait entraîner une distribution en trésorerie plus élevée à l'investisseur participant au partage fiscal ou un changement de point de basculement. Le pourcentage fourni se rapporte à l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Les investisseurs participant au partage fiscal dans des projets éoliens aux États-Unis exigent généralement des garanties liées aux commanditaires comme condition préalable à leur investissement. Afin d'appuyer la participation au partage fiscal dans Shannon, Alterra Power Corp., filiale d'Innergex, a consenti une garantie qui dédommage les investisseurs participant au partage fiscal en cas de certaines violations liées aux déclarations, aux garanties et aux clauses restrictives au niveau du projet et à d'autres événements. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

Flat Top

La Société détient une participation de 51 % dans le parc éolien Flat Top, la participation restante de 49 % et la participation fiscale étant détenues par des tiers. Le parc éolien a été mis en service commercial le 23 mars 2018.

Le 24 mai 2017, Flat Top a conclu un contrat à long terme de couverture du prix de l'électricité couvrant la période allant du 1er août 2018 au 31 juillet 2031. Le contrat de couverture du prix de l'électricité confère le droit à Flat Top de recevoir un prix fixe en dollars par MWh pour une quantité déterminée d'électricité.

La juste valeur initiale du financement de partage fiscal représente le produit reçu le 27 mars 2018 de l'investisseur participant au partage fiscal en échange d'actions de catégorie A de l'entreprise du projet, totalisant 211 300 $ US (274 035 $). Par la suite, la valeur comptable est réduite par l'attribution des incitatifs fiscaux d'énergie renouvelable aux États-Unis (CIP), du bénéfice imposable et des distributions en trésorerie versées jusqu'à présent, compensés par la charge d'intérêt effective. Le projet éolien Flat Top est admissible à des CIP relativement à la production d'énergie éolienne pour les dix premières années d'exploitation du projet (jusqu'en 2028). Le coût amorti du financement de partage fiscal au 31 décembre 2019 se chiffrait à 197 121 $ (234 756 $ au 31 décembre 2018) et le passif sera remboursé intégralement au moment du point de basculement, qui devrait avoir lieu en 2028.

L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale), des CIP et des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal est décrite dans le tableau ci-dessous. Après le point de basculement, les investisseurs participant au partage fiscal de Flat Top conserveront une participation financière de 5 % dans le projet qui sera comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle.

	Investisseurs participant au partage fiscal
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	99,0 %
Distributions en trésorerie	22,0 % [1]

1. Les distributions en trésorerie sont déterminées en fonction d'un test trimestriel qui mesure la trésorerie générée et cumulée depuis la mise en service commerciale. Une baisse de la production pourrait entraîner une distribution en trésorerie plus élevée à l'investisseur participant au partage fiscal ou un changement de point de basculement. Le pourcentage fourni se rapporte à l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Les investisseurs participant au partage fiscal dans des projets éoliens aux États-Unis exigent généralement des garanties liées aux commanditaires comme condition préalable à leur investissement. Afin d'appuyer la participation au partage fiscal dans Flat Top, Alterra Power Corp., filiale d'Innergex, a consenti une garantie qui dédommage les investisseurs participant au partage fiscal en cas de certaines violations liées aux déclarations, aux garanties et aux clauses restrictives au niveau du projet et à d'autres événements. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

9.2 Engagements des coentreprises et des entreprises associées

Au 31 décembre 2019, la quote-part de la Société des paiements prévus au titre des engagements des coentreprises et des entreprises associées est la suivante :

Années des paiements prévus	Moins de 1 an	De 1 à 5 ans	Par la suite	Total
Obligations d'achat	8 062	44 079	109 581	161 722

10. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Le tableau suivant présente un rapprochement entre les soldes d'ouverture et de clôture des instruments financiers dérivés (se reporter à la note 28 pour obtenir plus de renseignements sur les informations à fournir à l'égard de la gestion des risques financiers et de la juste valeur) :

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couvertures du prix de l'électricité et de base (niveau 3)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Dérivés incorporés (niveau 2)	Total
Au 1er janvier 2019	(32 129)	(53 409)	(4 849)	982	(46 409)	(135 814)
Instruments financiers réalisés	—	4 145	11 905	—	—	16 050
Comptabilisés dans le compte consolidé de résultat[1]	5 917	3 619	(42 145)	(982)	—	(33 591)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés dans les autres éléments du résultat global	1 943	(39 318)	63 006	—	—	25 631
Écarts de change, montant net	—	1 427	(160)	—	—	1 267
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	—	—	46 409	46 409
Au 31 décembre 2019	(24 269)	(83 536)	27 757	—	—	(80 048)

1. La perte nette latente sur instruments financiers de 49 933 $ comptabilisée dans le compte consolidé du résultat comprend une perte de 16 342 $, lequel découle d'un prêt intragroupe. Même si, à la consolidation, le prêt intragroupe est éliminé de l'état consolidé de la situation financière, la perte de change connexe est comptabilisée dans le compte consolidé de résultat.

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couvertures énergétiques (niveau 3)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Dérivés incorporés (niveau 2)	Total
Au 1er janvier 2018	(17 294)	(46 710)	—	1 735	—	(62 269)
Dérivés acquis dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 4)	—	913	21 241	—	(31 195)	(9 041)
Comptabilisé dans le compte consolidé de résultat[1]	(13 489)	14 143	—	(753)	—	(99)
Comptabilisé dans le compte consolidé de résultat en tant qu'activités abandonnées	—	—	—	—	(16 863)	(16 863)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés dans les autres éléments du résultat global	(1 346)	(21 644)	(26 353)	—	—	(49 343)
Écarts de change, montant net	—	(111)	263	—	1 649	1 801
Au 31 décembre 2018	(32 129)	(53 409)	(4 849)	982	(46 409)	(135 814)

1. Le profit net latent sur instruments financiers de 12 958 $ comptabilisé dans le compte consolidé du résultat comprend un profit de 13 057 $, lequel découle d'un prêt intragroupe. Même si, à la consolidation, le prêt intragroupe est éliminé de l'état consolidé de la situation financière, la perte de change connexe est comptabilisée dans le compte consolidé de résultat.

Présentés dans les états consolidés de la situation financière :

Aux	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Actifs courants	5 419	2 370
Actifs non courants	78 251	9 817
Passifs courants	(51 093)	(29 999)
Passifs non courants	(112 625)	(118 002)
	(80 048)	(135 814)

11. CHARGE D'IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

a. Impôt comptabilisé dans les comptes de résultat

	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Impôt exigible		
Charge d'impôt exigible pour l'exercice considéré	16 830	8 528
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à la charge d'impôt exigible des exercices précédents	15	(7)
	16 845	8 521
Impôt différé		
Charge d'impôt différé comptabilisée pour l'exercice considéré	103 828	19 677
Diminution des taux d'imposition différés	(1 357)	(558)
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	(465)	(395)
	102 006	18 724
Charge d'impôt sur le résultat comptabilisée dans l'exercice considéré	118 851	27 245

Le tableau suivant présente un sommaire du rapprochement de la charge d'impôt calculée selon le taux d'imposition canadien prévu par la loi et de la charge d'impôt comptabilisée dans les comptes de résultat.

	31 décembre 2019	31 décembre 2018
		(montants retraités – note 2)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	65 825	53 460
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	26,6%	26,6%
Charge d'impôt calculée au taux d'imposition prévu par la loi	17 509	14 220
Éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition prévu par la loi :		
Bénéfice non imposable	(9 064)	(4 262)
Incidence de soldes de pertes fiscales non comptabilisées antérieurement et utilisées pendant l'exercice	(2 599)	(355)
Montants attribuables aux investisseurs participant au partage fiscal	131 026	26 406
Changement des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(12 307)	1 862
Bénéfice imposable à un taux autre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	(3 576)	(5 657)
Diminution des taux d'imposition différés	(1 357)	(558)
Augmentation (diminution) des différences temporaires imposables relativement aux investissements dans des filiales et des coentreprises	541	(2 019)
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	166	164
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt exigible des exercices précédents	15	(7)
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	(465)	(395)
Impôt sur le bénéfice attribué aux participations minoritaires dans des entités non imposables	(839)	(2 025)
Autres	(199)	(129)
Charge d'impôt sur le résultat comptabilisée dans l'exercice considéré	118 851	27 245

Le taux d'imposition pour 2019 et 2018 utilisé dans le rapprochement ci-dessus correspond au taux d'imposition moyen combiné appliqué au bénéfice imposable des sociétés canadiennes en vertu des lois fiscales fédérale et provinciales.

b. Impôt comptabilisé dans les autres éléments du résultat global

	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Impôt différé		
Écarts de change à la conversion des établissements à l'étranger	—	(205)
Profit (perte) de change sur les couvertures désignées des investissements nets dans des établissements à l'étranger	540	(645)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	4 079	(13 577)
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(1 488)	3 287
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation de la juste valeur des instruments de couverture	(934)	(150)
Total de l'impôt comptabilisé directement dans les autres éléments du résultat global	2 197	(11 290)

c. Soldes d'impôt différé

Le tableau suivant consiste en une analyse des actifs (passifs) d'impôt différé présentés dans les états consolidés de la situation financière :

	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Actifs	30 264	16 465
Passifs	(428 793)	(379 013)
	(398 529)	(362 548)

	Au 1er janvier 2019	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Activités abandonnées	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2019
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Immobilisations corporelles	(206 562)	(148 033)	—	27 913	—	2 599	(324 083)
Immobilisations incorporelles	(183 994)	13 228	—	18 094	—	(5 605)	(158 277)
Frais de développement de projets	1 927	3 097	—	18 085	—	(80)	23 029
Investissement dans des filiales et des coentreprises et des entreprises associées	(135 864)	(2 986)	(10 131)	24 520	—	2 849	(121 612)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(1 027)	60	—	—	—	(1 312)	(2 279)
Instruments financiers dérivés	69 083	(16 711)	8 480	(7 987)	—	728	53 593
Dette à long terme	2 246	3 212	(546)	(3 576)	—	(158)	1 178
Crédits d'impôt à l'investissement inscrits à l'actif	1 372	13 026	—	—	—	(526)	13 872
Débentures convertibles	(928)	(239)	—	—	(195)	—	(1 362)
Autres passifs	3 701	1 632	—	(2 965)	—	(11)	2 357
Frais de financement	(5 855)	(1 184)	—	—	—	16	(7 023)
Paiement fondé sur des actions	1 431	530	—	—	—	—	1 961
Intérêts non déductibles reportés en avant	1 732	(408)	—	—	—	(193)	1 131
Autres	628	1 223	—	(1 712)	—	(31)	108
	(452 110)	(133 553)	(2 197)	72 372	(195)	(1 724)	(517 407)
Pertes fiscales reportées en avant	89 562	31 547	—	—	—	(2 231)	118 878
	(362 548)	(102 006)	(2 197)	72 372	(195)	(3 955)	(398 529)

Au 31 décembre 2019, la Société, ses filiales, ses coentreprises et ses entreprises associées avaient des pertes autres qu'en capital totalisant environ 440 000 $ qui peuvent être utilisées pour réduire le bénéfice imposable futur. Les pertes autres qu'en capital au Canada et aux États-Unis viennent à expiration graduellement entre 2026 et 2039. Les pertes autres qu'en capital en France sont soumises à des restrictions dans le temps, mais n'ont pas de date d'expiration.

La Société a comptabilisé un actif d'impôt différé sur des pertes autres qu'en capital, car il est probable qu'il existera un bénéfice imposable et des gains en capital imposables suffisants découlant de projets hydroélectriques, solaires et éoliens qui sont en exploitation.

	Au 1er janvier 2018	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Comptabilisé dans les acquisitions d'entreprises	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2018
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Immobilisations corporelles	(159 943)	(10 034)	—	(35 624)	—	(961)	(206 562)
Immobilisations incorporelles	(150 542)	(826)	—	(35 153)	—	2 527	(183 994)
Frais de développement de projets	11 403	8 127	—	(17 706)	—	103	1 927
Investissement dans des filiales et des coentreprises et des entreprises associées	(4 455)	(26 454)	1 225	(103 562)	—	(2 618)	(135 864)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(1 247)	220	—	—	—	—	(1 027)
Instruments financiers dérivés	52 721	1 987	9 420	4 794	—	161	69 083
Prêts et emprunts à long terme	(3 836)	2 138	—	3 827	—	117	2 246
Crédits d'impôt à l'investissement	—	63	—	1 309	—	—	1 372
Débentures convertibles	(358)	196	—	—	(766)	—	(928)
Autres passifs	521	(841)	—	4 021	—	—	3 701
Frais de financement	(4 186)	(1 710)	—	42	—	(1)	(5 855)
Paiement fondé sur des actions	1 381	50	—	—	—	—	1 431
Intérêts non déductibles reportés en avant	—	1 732	—	—	—	—	1 732
Autres	—	1 646	—	(965)	—	(53)	628
	(258 541)	(23 706)	10 645	(179 017)	(766)	(725)	(452 110)
Pertes fiscales reportées en avant	53 698	4 982	645	29 019	—	1 218	89 562
	(204 843)	(18 724)	11 290	(149 998)	(766)	493	(362 548)

d. Différences temporaires déductibles, pertes fiscales inutilisées et crédits d'impôt inutilisés non comptabilisés

	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Pertes fiscales – de type exploitation	133 899	292 350
Pertes fiscales – de type capital	3 508	5 920
Coûts de transaction	477	477
	137 884	298 747

Les pertes fiscales – de type exploitation non comptabilisées viendront à expiration graduellement entre 2020 et 2039.

12. BÉNÉFICE PAR ACTION

	Exercice clos le 31 décembre 2019			Exercice clos le 31 décembre 2018		
De base	Activités poursuivies	Activités abandonnées	Total	Activités poursuivies	Activités abandonnées	Total
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires	(47 723)	19 682	(28 041)	31 825	(685)	31 140
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(5 942)	—	(5 942)	(5 942)	—	(5 942)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(53 665)	19 682	(33 983)	25 883	(685)	25 198
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	134 658	134 658	134 658	130 030	130 030	130 030
(Perte nette) bénéfice net par action, de base ($)	(0,40)	0,15	(0,25)	0,20	(0,01)	0,19

	Exercice clos le 31 décembre 2019			Exercice clos le 31 décembre 2018		
Dilué	Activités poursuivies	Activités abandonnées	Total	Activités poursuivies	Activités abandonnées	Total
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, dilué(e)	(53 665)	19 682	(33 983)	25 883	(685)	25 198
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	134 658	134 658	134 658	130 907	130 907	130 907
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) ($)	(0,40)	0,15	(0,25)	0,20	(0,01)	0,19

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	134 658	130 030
Incidence de l'émission d'options sur actions	—	674
Incidence des actions détenues en fiducie liées au régime d'ARL	—	203
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, après dilution (en milliers)	134 658	130 907
Actions pouvant être émises à partir des instruments de capitaux propres suivants qui sont exclues des éléments potentiellement dilutifs (en milliers) :		
Incidence des actions détenues en fiducie liées au régime d'ARL	301	203
Options sur actions	170	—
Débentures convertibles	13 777	14 167
	14 248	14 370

1. Les options sur actions dont le prix d'exercice était inférieur au cours de marché moyen des actions ordinaires sont incluses dans le calcul des instruments de capitaux propres potentiellement dilutifs. Les émissions d'actions conditionnelles ont un effet antidilutif sur la perte par action.

13. LIQUIDITÉS ET PLACEMENTS À COURT TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

Aux	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Comptes de liquidités soumises à restrictions	3 569	10 397
Compte de produit d'emprunts soumis à restrictions	28 654	13 948
Comptes de paiement du service de la dette	7 228	5 636
	39 451	29 981

Conformément aux conventions de crédit conclues pour plusieurs projets, la Société possède des comptes de liquidités soumises à restrictions et des comptes de produit d'emprunts soumis à restrictions. La partie inutilisée du produit des emprunts est détenue dans des comptes de produit d'emprunts soumis à restrictions gérés par les prêteurs, et les sommes sont transférées périodiquement dans les liquidités soumises à restrictions afin de financer la construction des projets. Par ailleurs, les liquidités soumises à restrictions sont utilisées pour assumer les coûts des travaux de construction des projets exigibles, et pour retenir les montants liés aux retenues de garantie au titre de la construction qui seront libérés à la fin des travaux de construction des projets respectifs. La Société tient également des comptes de paiement du service de la dette.

14. DÉBITEURS

Aux	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Créances clients	61 539	94 437
Avances consenties à des parties liées	20 756	964
Taxes à la consommation	1 417	2 241
Crédits d'impôt à l'investissement	711	671
Impôt à recevoir	757	1 163
Autres	7 085	4 410
	92 265	103 886

15. AUTRES ACTIFS À LONG TERME

Aux	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	51 078	47 030
Réserve pour travaux d'entretien majeurs	6 339	4 865
Dépôts de garantie	6 207	22 006
Autres	8 381	—
	72 005	73 901

La disponibilité d'un montant de 56 482 $ (51 024 $ en 2018) dans les comptes de réserve est soumise à des restrictions en vertu d'ententes de crédit.

16. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations géothermiques	Installations en construction	Autres	Total
Coût								
Au 1er janvier 2019	3 095	2 089 405	2 025 711	155 130	418 317	336 345	17 518	5 045 521
Adoption de l'IFRS 16 (note 2)	115 319	97	—	—	—	—	8 472	123 888
Solde ajusté au 1er janvier 2019	118 414	2 089 502	2 025 711	155 130	418 317	336 345	25 990	5 169 409
Ajouts[1]	75	1 996	12 227	954	—	869 184	4 420	888 856
Crédits d'impôt à l'investissement	—	—	—	—	—	(179 071)	—	(179 071)
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	524 160	318 429	—	(845 087)	2 498	—
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	—	—	(418 317)	(62 739)	—	(481 056)
Cessions	—	—	(1 503)	—	—	—	(169)	(1 672)
Autres modifications	7 024	19	15 566	38	—	(20)	(163)	22 464
Écarts de change, montant net	(4 704)	(483)	(61 727)	(8 473)	—	(15 660)	(114)	(91 161)
Au 31 décembre 2019	120 809	2 091 034	2 514 434	466 078	—	102 952	32 462	5 327 769
Cumul de l'amortissement								
Au 1er janvier 2019	—	(270 622)	(236 218)	(40 659)	(16 290)	—	(11 069)	(574 858)
Amortissement[2]	(4 732)	(39 542)	(97 087)	(10 157)	—	—	(3 489)	(155 007)
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	—	—	16 290	—	—	16 290
Cessions	—	—	821	—	—	—	169	990
Écarts de change, montant net	60	164	4 480	223	—	—	(86)	4 841
Au 31 décembre 2019	(4 672)	(310 000)	(328 004)	(50 593)	—	—	(14 475)	(707 744)
Valeur comptable au 31 décembre 2019[3]	116 137	1 781 034	2 186 430	415 485	—	102 952	17 987	4 620 025

La totalité des immobilisations corporelles est donnée en garantie des financements de projet respectifs ou du financement général de la Société.

1. Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement inscrits à l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés aux facilités de crédit renouvelables sont inscrits à l'actif pour la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée. Les ajouts au cours de la période considérée comprennent des frais de financement inscrits à l'actif engagés avant la mise en service de 20 139 $ (8 995 $ en 2018).

2. Une tranche de 1 390 $ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

3. Les immobilisations corporelles comprennent des actifs au titre de droits d'utilisation d'une valeur comptable de 120 171 $ (montants de 112 989 $, de 114 $ et de 7 068 $ se rapportant respectivement aux terrains, aux centrales hydroélectriques et à d'autres éléments) aux termes de contrats de location.

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Centrales géothermiques	Installations en construction	Autres	Total
Coût								
Au 1er janvier 2018	3 055	2 081 857	1 410 294	124 322	—	—	14 476	3 634 004
Ajouts	69	7 887	611	386	13 394	161 349	1 964	185 660
Acquisitions d'entreprises (note 4)	—	—	575 995	28 168	430 305	165 862	1 052	1 201 382
Cessions	(46)	(824)	(149)	(318)	(164)	—	(20)	(1 521)
Autres variations	—	—	11 073	(3)	—	—	—	11 070
Écarts de change, montant net	17	485	27 887	2 575	(25 218)	9 134	46	14 926
Au 31 décembre 2018	3 095	2 089 405	2 025 711	155 130	418 317	336 345	17 518	5 045 521
Cumul de l'amortissement								
Au 1er janvier 2018	—	(230 616)	(172 439)	(33 733)	—	—	(8 978)	(445 766)
Amortissement des immobilisations corporelles	—	(40 019)	(62 217)	(6 849)	(16 580)	—	(1 986)	(127 651)
Cessions	—	280	4	4	24	—	20	332
Écarts de change, montant net	—	(267)	(1 566)	(81)	266	—	(125)	(1 773)
Au 31 décembre 2018	—	(270 622)	(236 218)	(40 659)	(16 290)	—	(11 069)	(574 858)
Valeur comptable au 31 décembre 2018	3 095	1 818 783	1 789 493	114 471	402 027	336 345	6 449	4 470 663

17. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Centrales géothermiques	Installations en construction	Total
Coût						
Au 1er janvier 2019	559 853	377 716	10 776	200 802	26 389	1 175 536
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	26 389	—	—	(26 389)	—
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	—	(200 802)	—	(200 802)
Cession	—	(7)	—	—	—	(7)
Autres variations	8 468	—	—	—	—	8 468
Écarts de change, montant net	(128)	(15 338)	27	—	—	(15 439)
Au 31 décembre 2019	568 193	388 760	10 803	—	—	967 756
Cumul de l'amortissement						
Au 1er janvier 2019	(170 470)	(73 606)	(3 213)	(3 238)	—	(250 527)
Amortissement	(15 281)	(25 148)	(533)	—	—	(40 962)
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	—	3 238	—	3 238
Cession	—	7	—	—	—	7
Écarts de change, montant net	73	2 640	2	—	—	2 715
Au 31 décembre 2019	(185 678)	(96 107)	(3 744)	—	—	(285 529)
Valeur nette au 31 décembre 2019	382 515	292 653	7 059	—	—	682 227

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parc solaire	Centrales géothermiques	Installations en construction	Total
Coût						
Au 1er janvier 2018	562 756	287 861	9 538	—	—	860 155
Ajouts	—	—	—	2 597	—	2 597
Acquisitions d'entreprises (note 4)[1]	—	81 517	1 220	211 679	26 389	320 805
Cession	(73)	—	—	—	—	(73)
Autres variations	(3 046)	—	—	—	—	(3 046)
Écarts de change, montant net	216	8 338	18	(13 474)	—	(4 902)
Au 31 décembre 2018	559 853	377 716	10 776	200 802	26 389	1 175 536
Cumul de l'amortissement						
Au 1er janvier 2018	(152 289)	(51 102)	(2 683)	—	—	(206 074)
Amortissement	(18 138)	(21 504)	(531)	(3 303)	—	(43 476)
Autres variations	73	—	—	—	—	73
Écarts de change, montant net	(116)	(1 000)	1	65	—	(1 050)
Au 31 décembre 2018	(170 470)	(73 606)	(3 213)	(3 238)	—	(250 527)
Valeur nette au 31 décembre 2018	389 383	304 110	7 563	197 564	26 389	925 009

1. Comprend les immobilisations incorporelles acquises par l'intermédiaires d'acquisitions d'entreprises effectuées en 2017 qui étaient assujetties à des ajustements de la répartition du prix d'achat en 2018. Les immobilisations incorporelles découlant de ces ajustements à la répartition du prix d'achat sont incluses à la note 4.

18. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT DE PROJETS

Aux	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Coût		
Au début de l'exercice	30 119	—
Frais de développement liés aux projets acquis dans le cadre des acquisitions d'entreprises (note 4)	—	19 298
Cession d'entreprise (note 5)	(17 822)	—
Ajouts	7 792	10 048
Dépréciation de frais de développement de projets	(8 184)	—
Écarts de change, montant net	(770)	773
À la fin de l'exercice	11 135	30 119

Une charge de dépréciation de 8 184 $ a été comptabilisée sur un projet pour lequel il existe des incertitudes quant au calendrier et à la rentabilité de tout développement. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, aucune perte de valeur n'a été inscrite.

19. GOODWILL

La répartition du goodwill entre les UGT ou les groupes d'UGT importantes se présente comme suit.

Aux	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	HS Orka hf	Installations en construction	Total
Au 1er janvier 2019	20 036	42 438	93	47 266	162	109 995
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	—	(47 266)	—	(47 266)
Écarts de change, montant net	(2 063)	—	—	—	—	(2 063)
Au 31 décembre 2019	17 973	42 438	93	—	162	60 666

Aux	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	HS Orka hf	Installations en construction	Total
Au 1er janvier 2018	8 269	30 311	—	—	—	38 580
Acquisitions d'entreprises (note 4)[1]	11 767	11 004	93	47 266	162	70 292
Écarts de change, montant net	—	1 123	—	—	—	1 123
Au 31 décembre 2018	20 036	42 438	93	47 266	162	109 995

1. Comprend le goodwill acquis par l'intermédiaires d'acquisitions d'entreprises effectuées en 2017 qui étaient assujetties à des ajustements de la répartition du prix d'achat en 2018. Le goodwill découlant de ces ajustements à la répartition du prix d'achat est inclus à la note 4.

Le 31 décembre 2019, la Société a effectué des tests de dépréciation annuels à l'égard du goodwill. D'après le résultat de ces tests, aucune perte de valeur n'a été inscrite.

Le montant recouvrable de chaque UGT a été établi selon un calcul de la valeur d'utilité dans le cadre duquel on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des budgets approuvés par la direction couvrant la période la moins longue entre 50 ans et la période pour laquelle la Société détient des droits sur le site, ainsi que des taux d'actualisation allant de 3,89 % à 5,96 % (4,7 % à 5,2 % en 2018).

Les hypothèses utilisées pour établir le montant recouvrable des actifs sont les suivantes :

- Le taux d'actualisation reflète une moyenne pondérée entre le coût consolidé de la dette et le coût consolidé des capitaux propres, ajustés avec des facteurs alpha propres à chaque secteur d'activité et au pays dans lequel l'installation est exploitée.
- Le prix de vente prévu de l'électricité à la suite du renouvellement des contrats d'achat d'électricité ou de leur entrée sur le marché au comptant.
- Chaque unité génératrice de trésorerie correspond à une installation.
- Les flux de trésorerie futurs prévus sont fondés sur les budgets avant le service de la dette et l'impôt sur le résultat de chaque unité génératrice de trésorerie. Les budgets ont été élaborés en fonction des moyennes à long terme de la production prévue. Ces moyennes à long terme devraient avoisiner les résultats réels.

20. FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Aux	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Fournisseurs et autres créditeurs	90 809	104 837
Tranche courante des retenues de garantie au titre de la construction	31 311	3 440
Dividendes à verser aux actionnaires	25 882	24 093
Intérêts à payer	20 200	18 423
Impôt à payer	4 005	8 836
Taxes à la consommation	3 394	4 310
Salaires et avantages	556	921
	176 157	164 860

21. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

(Les références aux $ US sont en milliers)	Monnaie	Taux d'intérêt	Échéance	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Dette d'entreprise					
Facilité de crédit à terme renouvelable	CAD	3,82 %-3,97 %	2023	490 996	387 409
Emprunt à terme non garanti subordonné	CAD	5,13 %	2023	150 000	150 000
Emprunt à terme lié à la facilité de crédit à court terme non garantie	CAD	—	2019	—	228 000
				640 996	765 409
Débentures convertibles					
Débentures convertibles à 4,65 %	CAD	4,65 %	2026	136 435	—
Débentures convertibles à 4,75 %	CAD	4,75 %	2025	142 392	140 996
Débentures convertibles à 4,25 %	CAD	4,25 %	2020	—	97 652
				278 827	238 648
Financement par participation au partage fiscal					
Secteur de la production éolienne					
Foard City	USD	7,50 %[1]	2029[2]	285 433	—
Secteur de la production solaire					
Phoebe	USD	7,14 %[1]	2026[2]	53 185	—
Autres	USD	8,00 %	2022-2023	1 332	2 289
				339 950	2 289
Emprunts liés aux projets					
Secteur de la production hydroélectrique					
Rutherford Creek	CAD	6,88 %	2024	23 670	28 009
Ashlu Creek	CAD	3,72 %	2025	83 631	86 606
Sainte-Marguerite	CAD	7,40 %-8,00 %	2025-2064	61 192	63 888
Magpie	CAD	4,34 %-4,37 %	2025-2031	46 321	49 238
Fitzsimmons Creek	CAD	2,81 %	2026	19 312	19 786
Big Silver Creek	CAD	4,57 %-4,76 %	2041-2056	196 420	197 223
Centrales en exploitation de Harrison	CAD	3,91 %-6,58 %	2049	447 509	451 021
Kwoiek Creek	CAD	5,08 %-10,07 %	2052-2054	167 257	169 043
Northwest Stave River	CAD	5,30 %	2053	71 972	71 972
Tretheway Creek	CAD	4,99 %	2055	92 916	92 916
Boulder Creek et Upper Lillooet	CAD	4,22 %-4,46 %	2043-2056	491 643	491 643
Autres	CAD	—	2019	—	12
Secteur de la production éolienne					
Plan Fleury	EURO	1,00 %-1,65 %	2019-2034	48 740	56 383
Les Renardières	EURO	1,05 %-1,70 %	2019-2034	43 050	49 878
Rougemont 1	EURO	0,56 %	2019-2035	70 179	80 596
Rougemont 2	EURO	0,60 %	2019-2035	80 096	91 425
Montjean	EURO	2,56 %-2,95 %	2026-2031	21 804	25 367
Theil Rabier	EURO	2,56 %-2,94 %	2026-2031	21 804	25 367
Beaumont	EURO	2,16 %-2,63 %	2027-2031	28 922	33 464
Yonne	EURO	1,30 %	2028-2031	94 762	83 447
Vaite	EURO	0,76 %	2035	72 849	83 772

(suite)	Monnaie	Taux d'intérêt	Échéance	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Secteur de la production éolienne (suite)					
Innergex Cartier Énergie	CAD	3,58 %	2032	531 889	570 408
Mesgi'g Ugju's'n	CAD	3,70 %-4,28 %	2026-2036	244 331	250 923
Innergex Europe	CAD	8,00 %	2046	77 957	77 957
Foard City	USD	1,75 %-1,88 %	2026	29 072	—
Autres	EURO	1,86 %-5,73 %	2025-2030	71 247	84 262
Secteur de la production solaire					
Stardale	CAD	3,45 %	2032	79 454	87 575
Phoebe	USD	3,26 %	2019-2026	144 931	204 257
Autres	USD	5,35 %-5,81 %	2023-2026	17 840	19 603
Autres					
Alterra (y compris 21 109 $ US (20 775 $ US en 2018)	CAD	7,65 %-7,83 %	2023	117 167	118 548
HS Orka	EURO	s.o.	—	—	96 515
				3 497 937	3 761 104
Total des prêts et emprunts à long terme				4 757 710	4 767 450
Frais de financement différés				(66 041)	(59 053)
				4 691 669	4 708 397
Tranche à court terme des prêts et emprunts à long terme				(410 083)	(445 928)
Prêts et emprunts à long terme				4 281 586	4 262 469

1. Les taux d'intérêt reflètent le taux de rendement interne requis par les investisseurs participant au partage fiscal respectifs.
2. La date d'échéance de ces obligations est sujette à changement et dépend des dates auxquelles l'investisseur participant au partage fiscal atteint le taux de rendement cible convenu.

La valeur comptable des actifs donnés en garantie des prêts s'élevait à 4 692 241 $ au 31 décembre 2019 (5 859 950 $ en 2018).

Les lettres de crédit aux termes de la facilité de crédit à terme renouvelable et des emprunts liés aux projets s'élèvent à 161 850 $ (243 602 $ en 2018).

a. Dette d'entreprise

Facilité de crédit à terme renouvelable

La Société dispose d'une facilité de crédit à terme renouvelable venant à échéance en 2023. Le montant disponible de la facilité est de 700 000 $, et elle est assortie d'une option, sous réserve du consentement du prêteur, permettant d'augmenter ce montant jusqu'à un maximum de 900 000 $. La facilité est assortie de clauses exigeant un ratio minimal de couverture des intérêts et un ratio maximal de couverture de la dette. Le taux d'intérêt applicable à cette facilité de crédit renouvelable est variable, basé sur le taux préférentiel de la banque, les taux des acceptations bancaires, le taux de base américain, le LIBOR ou l'EURIBOR, plus un écart qui dépend du ratio d'endettement. Au 31 décembre 2019, une somme de 47 082 $ avait été utilisée pour émettre des lettres de crédit.

En outre, la Société dispose également d'une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 90 000 $, garantie par Exportation et développement Canada. Au 31 décembre 2019, des lettres de crédit ont été émises pour un montant de 54 344 $.

Emprunt à terme non garanti subordonné

La Société a un emprunt à terme non garanti subordonné échéant en 2023 et remboursable intégralement à l'échéance.

Emprunt à terme lié à la facilité de crédit à court terme non garantie

La Société a remboursé l'emprunt à terme lié à la facilité de crédit à court terme non garantie à même le produit net de la vente de sa participation dans HS Orka. La facilité a ensuite été annulée à la suite de son remboursement intégral.

b. Débentures convertibles

Rachat des débentures convertibles à 4,25 %

Le 5 septembre 2019, la Société a émis un avis de rachat et d'expiration du privilège de conversion visant les débentures convertibles à 4,25 % d'un capital global de 100 000 $. De ce montant en capital, une tranche de 86 652 $ a été convertie à la demande des porteurs en 5 776 795 actions ordinaires de la Société au prix de conversion de 15 $ l'action. Le capital restant de 13 348 $ a été racheté le 8 octobre 2019 au pair au prix de mille dollars la débenture convertible, plus l'intérêt couru et impayé jusqu'au 8 octobre 2019, exclusivement. Le rachat a été financé par des prélèvements sur la facilité de crédit à terme renouvelable de la Société. Le 8 octobre 2019, les débentures convertibles à 4,25 % ont été radiées de la TSX.

Émission des débentures convertibles à 4,65 %

Le 30 septembre 2019, la Société a émis un montant en capital total de 125 000 $ de débentures convertibles à 4,65 % à un prix de 1 000 $ par débenture convertible, portant intérêt à un taux de 4,65 % par année, payable semestriellement le 31 octobre et le 30 avril de chaque année, à compter du 30 avril 2020. Les débentures convertibles sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 22,90 $ par action, soit un taux de conversion de 43,6681 actions ordinaires pour chaque tranche de 1 000 $ de montant en capital au titre des débentures convertibles. Les débentures convertibles arrivent à échéance le 31 octobre 2026. À compter du 31 octobre 2022 et avant le 31 octobre 2024, Innergex peut racheter les débentures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés, dans certaines circonstances. À compter du 31 octobre 2024, Innergex peut racheter les débentures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés. Le 2 octobre 2019, la Société a émis un montant total additionnel de 18 750 $ de capital de débentures convertibles à 4,65 % à la suite de l'exercice complet de l'option de surallocation par les preneurs fermes.

Produit de l'émission des débentures convertibles à 4,65 %	143 750
Coûts de transaction	(6 536)
Produit net	137 214
Montant classé dans les capitaux propres (770 $, déduction faite de l'impôt différé de 279 $)	(1 049)
Composante passif des débentures convertibles au moment de l'émission	136 165

Les débentures convertibles sont subordonnées à l'ensemble de la dette de la Société.

La composante passif s'accroît de sorte qu'à l'échéance, le passif correspondra à la valeur nominale moins les conversions antérieures, le cas échéant.

c. Financement par participation au partage fiscal et emprunts liés aux projets

Les investisseurs participant au partage fiscal dans des projets solaires et éoliens aux États-Unis exigent généralement des garanties liées aux commanditaires comme condition préalable à leur investissement. Afin d'appuyer la participation au partage fiscal dans Phoebe et Foard City, Alterra Power Corp., filiale d'Innergex, a consenti une garantie qui dédommage les investisseurs participant au partage fiscal en cas de certaines violations liées aux déclarations, aux garanties et aux clauses restrictives au niveau du projet et à d'autres événements. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

Financement pour le projet éolien Foard City et conversion en un emprunt à terme

Le 8 mai 2019, la Société a conclu une entente de construction et de crédit à long terme pour le projet éolien Foard City.

Emprunt lié au projet

L'entente de crédit comporte deux facilités :

- Une facilité d'emprunt lié à la construction de 23 370 $ US portant intérêt au taux LIBOR majoré de 1,00 %. Le 27 septembre 2019, l'emprunt lié à la construction a été converti en un emprunt à terme portant intérêt au taux LIBOR majoré de 1,75 % pour les quatre années suivant la conversion et de 1,88 % par la suite, et ce, jusqu'à l'échéance. L'exposition liée à la variabilité des taux d'intérêt a été couverte au moyen d'un swap de taux d'intérêt qui est entré en vigueur le 30 septembre 2019, faisant en sorte que le taux d'intérêt soit fixé à 2,25 %. L'emprunt à terme est d'une durée de sept ans et les versements de capital sont dus à l'échéance. Au 31 décembre 2019, un montant en capital total de 22 383 $ US (29 072 $) était impayé.
- Un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 267 540 $ US portant intérêt au taux LIBOR majoré de 1,00 %. Le 27 septembre 2019, le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal, dont le capital total se chiffrait alors à 236 444 $ US (312 200 $), a été remboursé à l'aide du produit de la contrepartie reçue de l'investisseur participant au partage fiscal suite à l'achèvement des activités de mise en service.

Financement par participation au partage fiscal

Le montant du financement par participation au partage fiscal représente le produit reçu de l'investisseur participant au partage fiscal en échange d'actions de catégorie A dans la filiale, soit un total de 282 280 $ US (372 723 $), déduction faite de l'attribution des incitatifs fiscaux américains à la production d'énergie renouvelable (CIP), du revenu imposable et des distributions en trésorerie versées à ce jour. Le projet éolien Foard City est admissible à des CIP liés à sa production d'énergie éolienne pendant les dix premières années d'exploitation du projet (jusqu'en 2029). La Société prévoit que la date du point de basculement du financement par participation au partage fiscal de Foard City aura lieu en 2029, ce qui coïncide avec la période pendant laquelle le projet bénéficiera des CIP.

La répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale), des CIP ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal est décrite dans le tableau ci-dessous. Après le point de basculement, les investisseurs participant au partage fiscal dans Foard City conserveront une participation financière de 5 % dans le projet, qui sera comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle.

	Investisseurs participant au partage fiscal
Bénéfice imposable (perte imposable) et CIP	99,0 %
Distributions en trésorerie	5,0 %
Paiements à l'utilisation	Divers [1]

1. Avant le point de basculement, les paiements à l'utilisation seront effectués par l'investisseur participant au partage fiscal à un taux de 25,00 $ par MWh en fonction de la production annuelle dépassant 1 165 GWh, jusqu'à un maximum de 4 900 $ US par année et un maximum global de 36 485 $ US.

Financement du projet solaire Phoebe et conversion en un emprunt à terme

Le 2 juillet 2018, Innergex a acquis Phoebe Energy Project, LLC et a parallèlement conclu un financement de construction et de projet à long terme.

Emprunt lié au projet

Les ententes de financement comprennent deux facilités ou tranches :

- Un emprunt lié à la construction de 115 864 $ US portant intérêt au taux LIBOR à un mois majoré de 1,5 %. Le 19 novembre 2019, l'emprunt lié à la construction, dont le montant en capital s'élevait alors à 115 864 $ US (152 940 $), a été converti en un emprunt à terme portant intérêt au taux LIBOR à 3 mois majoré de 2,0 % pour les quatre premières années et au taux LIBOR majoré de 2,25 % par la suite (une proportion d'environ 90 % est fixée par un swap de taux d'intérêt conclu le 3 juillet 2018 qui a donné lieu à un taux d'intérêt fixe de 5,07 % pour les quatre premières années et de 5,32 % par la suite). L'emprunt à terme est d'une durée de 7 ans, les versements de capital commencent en 2020 et la proportion restante de 85 % du capital sera exigible à l'échéance le 30 septembre 2026. Au 31 décembre 2019, un montant en capital total de 111 589 $ US (144 931 $) était impayé.

- Un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 176 225 $ US portant intérêt au taux LIBOR à 1 mois majoré de 1,5 %. Le 19 novembre 2019, le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal, dont le capital total se chiffrait alors à 176 225 $ US (232 617 $), a été remboursé à l'aide du produit de la contrepartie reçue de l'investisseur participant au partage fiscal suite à l'achèvement des activités de mise en service.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit n'excédant pas 4 819 $.

Financement par participation au partage fiscal

Le montant du financement par partage fiscal représente le produit reçu de l'investisseur participant au partage fiscal en échange d'actions de catégorie A dans la filiale, soit un total de 184 564 $ US (244 281 $), déduction faite de l'attribution des incitatifs fiscaux (CII) américains à la production d'énergie renouvelable, du revenu imposable et des distributions en trésorerie versées à ce jour. Au cours de 2019, la construction du projet solaire Phoebe a généré des CII, qui ont été constatés en tant que réduction du coût des immobilisations corporelles de Phoebe et attribués à l'investisseur participant au partage fiscal en tant que remboursement du montant dû. La Société prévoit que la date du point de basculement du financement par partage fiscal de Phoebe aura lieu en 2026.

La répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale), des CII ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal est décrite dans le tableau ci-dessous. Après le point de basculement, les investisseurs participant au partage fiscal dans Phoebe conserveront une participation financière de 5 % dans le projet, qui sera comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle.

	Investisseurs participant au partage fiscal
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	99,0 % [1]
Distributions en trésorerie	Divers [2]

1. La répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à l'investisseur participant au partage fiscal sera de 99 % jusqu'au 15 février 2020, sera ensuite de 66,67 % du 15 février 2020 au 31 décembre 2024, puis reviendra à 99,0 % jusqu'au point de basculement.
2. Les montants des distributions en trésorerie de Phoebe à l'investisseur participant au partage fiscal sont fixes et définis dans l'entente de partenariat. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués aux taux de 10,62 % et de 89,38 % à l'investisseur participant au partage fiscal et à la Société, respectivement.

Refinancement des emprunts du projet de Yonne

Le 16 octobre 2019, Innergex a refinancé les facilités d'emprunt du projet de Yonne. Les facilités d'emprunt initiales étaient assorties des tranches suivantes :

- Un emprunt de 14 864 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,90 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2028. Le solde de cet emprunt se chiffrait à 7 226 € (10 433 $) au 16 octobre 2019.
- Un emprunt de 44 600 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,95 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Le solde de cet emprunt se chiffrait à 42 028 € (60 680 $) au 16 octobre 2019.

Ces facilités d'emprunt ont été refinancées en deux nouvelles tranches :

- Un emprunt de 33 800 € (48 800 $) portant intérêt à un taux fixe de 1,30 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2035.
- Un emprunt de 32 585 € (47 046 $) portant intérêt à un taux fixe de 1,30 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031.

Refinancement de Stardale

Le 20 décembre 2019, Innergex a modifié le prêt à long terme liée au projet Stardale pour proroger le délai de remboursement de deux ans, soit de 2030 à 2032. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 2 989 $ pour 2020.

Le refinancement a été comptabilisé comme une modification de la dette en vertu de la norme IFRS 9. L'emprunt a été réévalué au taux d'intérêt effectif initial, ce qui a donné lieu à un profit correspondant à la différence entre les flux de trésorerie contractuels initiaux et les flux de trésorerie modifiés actualisés au taux d'intérêt effectif initial. Le profit de 2 883 $ a été comptabilisé dans le compte consolidé du résultat au poste « Autres (produits) charges, montant net ».

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 7 869 $.

22. AUTRES PASSIFS

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débenture de SM S.E.C.	Droits de propriété futurs	Obligations au titre des prestations de retraite	Contrats inférieurs aux prix du marché	Obligations locatives	Total
Au 1er janvier 2019	1 762	88 659	18 002	21 883	26 926	16 618	—	173 850
Adoption de l'IFRS 16 (note 2)	—	—	—	—	—	—	122 270	122 270
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	—	—	(26 926)	(16 618)	—	(43 544)
Nouvelles obligations	—	16 528	—	—	—	—	—	16 528
Charges d'intérêts incluses dans les charges financières	—	—	4 064	—	—	—	—	4 064
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	54	3 392	—	1 049	—	—	—	4 495
Réévaluation	—	15 582	—	8 468	—	—	6 882	30 932
Paiement d'obligations locatives	—	—	—	—	—	—	(4 756)	(4 756)
Incidence des variations du taux de change	—	(2 790)	—	—	—	—	(4 608)	(7 398)
Au 31 décembre 2019	1 816	121 371	22 066	31 400	—	—	119 788	296 441
Tranche courante des autres passifs	(761)	—	—	—	—	—	(3 259)	(4 020)
Tranche non courante des autres passifs	1 055	121 371	22 066	31 400	—	—	116 529	292 421

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débenture de SM S.E.C.	Droits de propriété futurs	Obligations au titre des prestations de retraite	Contrats inférieurs aux prix du marché	Total
Au 1er janvier 2018	1 950	40 678	13 458	23 921	—	—	80 007
Passif repris dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 4)	—	33 617	—	—	27 841	20 131	81 589
Charges d'intérêts incluses dans les charges financières	—	—	4 544	—	—	—	4 544
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	63	2 194	—	1 008	—	—	3 265
Réévaluation	—	11 070	—	(3 046)	—	—	8 024
Modification des obligations au titre des prestations de retraite	—	—	—	—	539	—	539
Amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché	—	—	—	—	—	(2 381)	(2 381)
Paiement de contreparties conditionnelles	(251)	—	—	—	—	—	(251)
Incidence des variations du taux de change	—	1 100	—	—	(1 454)	(1 132)	(1 486)
Au 31 décembre 2018	1 762	88 659	18 002	21 883	26 926	16 618	173 850
Tranche courante des autres passifs	(505)	—	—	—	—	—	(505)
Tranche non courante des autres passifs	1 257	88 659	18 002	21 883	26 926	16 618	173 345

a. Contreparties conditionnelles

Une acquisition réalisée en 2011 prévoit le paiement possible de sommes supplémentaires aux vendeurs sur une période qui commence à la date d'acquisition et se termine en 2056. Les paiements différés visent effectivement à assurer un partage potentiel de la valeur créée si les projets obtiennent un rendement supérieur aux attentes de la Société et qu'ils donnaient lieu à une augmentation de la valeur pour la Société, après déduction de ces paiements. Le montant total maximal de l'ensemble des paiements différés dans le cadre de cette acquisition ne peut être supérieur à la valeur actualisée de 35 000 $ à la date d'acquisition.

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie en 2017, la Société a repris l'obligation de payer une contrepartie conditionnelle à la Municipalité régionale de comté de Minganie jusqu'à ce que la débenture convertible émise par Société en commandite Magpie soit convertie. À la suite de la conversion, la Municipalité régionale de comté de Minganie aura droit à une participation de 30 % dans Société en commandite Magpie.

b. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations proviennent essentiellement des obligations exigeant de mettre hors service les actifs des parcs éoliens et solaires à l'expiration des baux fonciers. Les parcs éoliens et solaires sont construits sur des terrains détenus en vertu de contrats de location qui viennent à expiration au moins 25 ans après leur signature.

Au 31 décembre 2019, les flux de trésorerie ont été actualisés à des taux variant de 1,24 % à 4,35 % (2,31 % à 4,70 % en 2018), pour déterminer les obligations.

c. Intérêts payables au titre de la débenture de SM S.E.C.

En 2014, une débenture a été émise par Innergex Sainte-Marguerite S.E.C. au Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« RRMD ») pour un montant total de 42 401 $. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064. L'associé, le RRMD, est considéré comme une partie liée. Les intérêts impayés sont composés et comptabilisés dans les autres passifs non courants.

d. Droits de propriété futurs

Les autres passifs comprennent divers passifs liés aux droits de propriété futurs détenus par les Premières Nations relativement aux installations de Upper Lillooet River, de Boulder Creek, de Big Silver Creek et de Tretheway Creek, dont la contrepartie a été inscrite aux immobilisations incorporelles.

e. Obligations au titre des prestations de retraite et contrats inférieurs aux prix du marché

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, la Société a cédé sa participation dans la filiale HS Orka, qui comprenait des obligations en matière de fonds de pension et des contrats inférieurs aux prix du marché.

f. Obligations locatives

La Société conclut divers contrats de location pour la conduite de ses activités. Les contrats de location portent principalement sur le droit de l'utilisation des terres, principalement pour les éoliennes et les panneaux solaires installés par la Société. Les baux fonciers portent sur un nombre variable d'années, avec des options de renouvellement ultérieures, que la Société prévoit d'exercer jusqu'à la fin des durées d'utilité prévues des projets respectifs. La majorité des contrats de location prévoient des paiements de loyer supplémentaires qui sont fondés sur les changements des indices de prix locaux.

23. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

Autorisé

Le capital autorisé de la Société comprend un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables au gré du porteur et au gré de l'émetteur. Cela comprend jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif ajustable de série A (les « actions privilégiées de série A »), jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif variable de série B (les « actions privilégiées de série B ») et jusqu'à 2 000 000 d'actions privilégiées rachetables à taux de dividende cumulatif fixe de série C (les « actions privilégiées de série C »).

a) Actions ordinaires

La variation du nombre d'actions ordinaires se présentait comme suit :

Aux	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Émises et entièrement libérées		
Début de l'exercice	132 986 850	108 608 083
Émises à la suite de l'acquisition d'Alterra (note 4 b)	—	24 327 225
Émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	169 450	748 754
Exercice d'options sur actions	472 737	—
Conversion de débentures (note 21)	5 776 795	—
Rachats	—	(697 212)
Fin de l'exercice	139 405 832	132 986 850
Détenues en fiducie en vertu du régime d'ALR		
Début de l'exercice	(203 416)	(273 762)
Achetées	(170 000)	—
Attribuées	72 692	70 346
Fin de l'exercice	(300 724)	(203 416)
Actions ordinaires en circulation à la fin de l'exercice	139 105 108	132 783 434

Rachat d'actions ordinaires

Le 21 mai 2019, Innergex a annoncé qu'elle avait reçu de la Bourse de Toronto (TSX) l'autorisation d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires (la « nouvelle offre »). Conformément à cette nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,5 % des 133 559 963 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 15 mai 2019. L'offre a été lancée le 24 mai 2019 et prendra fin le 23 mai 2020. Aucune action ordinaire n'a été rachetée et annulée en 2019 (697 212 en 2018).

b) Surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires

Une résolution spéciale visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution soit versé aux actionnaires, a été adoptée le 15 mai 2018. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires de 337 785 $ et à une augmentation correspondante du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.

c) Actions privilégiées

Actions privilégiées de série A

Le 14 septembre 2010, la Société a émis un total de 3 400 000 actions privilégiées de série A au prix de 25,00 $ par action, pour un produit brut totalisant 85 000 $. Les porteurs d'actions privilégiées de série A ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année. Pour la période initiale de cinq ans se clôturant le 15 janvier 2016, mais excluant cette date (la « période à taux fixe initiale »), les dividendes étaient payables à un taux annuel équivalent à 1,25 $ par action. Le taux de dividende annuel pour la période de cinq ans débutant le 15 janvier 2016 équivaut à 0,902 $ par action.

Pour chaque période de cinq ans postérieure à la période à taux fixe initiale (chacune étant désignée comme une « période à taux fixe subséquente »), les porteurs d'actions privilégiées de série A auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement et se chiffreront à un montant annuel par action privilégiée de série A correspondant à la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada ayant une échéance de cinq ans à la date de calcul du taux fixe applicable, majoré de 2,79 %, pour cette période à taux fixe subséquente, multiplié par 25,00 $.

Chaque porteur d'actions privilégiées de série A aura le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions privilégiées de série A en actions privilégiées de série B de la Société à raison de une action privilégiée de série B pour chaque action privilégiée de série A convertie, sous réserve de certaines conditions, le 15 janvier 2016 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite.

Les actions privilégiées de série A ne pouvaient être rachetées par la Société qu'à partir du 15 janvier 2016. Aucune n'a été rachetée à cette date. La prochaine date de rachat est le 15 janvier 2021, et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite, moment auquel la Société pourra à son gré racheter les actions privilégiées de série A en circulation, que ce soit en totalité ou en partie.

Actions privilégiées de série B

Les porteurs d'actions privilégiées de série B auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux variable, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement et se chiffreront à un montant annuel par action privilégiée de série B correspondant à la somme du taux des bons du Trésor de la période trimestrielle précédente, majoré de 2,79 % par année, établi le 30e jour avant le premier jour de la période à taux variable trimestrielle applicable, multiplié par 25,00 $.

Actions privilégiées de série C

Le 11 décembre 2012, la Société a émis un total de 2 000 000 d'actions privilégiées de série C au prix de 25,00 $ par action, pour un produit brut totalisant 50 000 $. Les porteurs d'actions privilégiées de série C auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration de la Société. Les dividendes 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. La Société ne pouvait racheter les actions privilégiées de série C avant le 15 janvier 2018. Les actions privilégiées de série C n'ont pas d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs.

d) Rémunération fondée sur des titres de capitaux propres

Régime d'options sur actions

La Société a un régime d'options sur actions qui prévoit l'attribution d'options par le conseil d'administration aux employés, aux dirigeants, aux administrateurs et à certains conseillers de la Société et de ses filiales en vue d'acquérir des actions ordinaires. Les options attribuées en vertu du régime d'options sur actions seront assorties d'un prix d'exercice ne pouvant être inférieur au prix du marché des actions ordinaires à la date d'attribution de l'option, calculé selon le cours moyen des actions ordinaires, pondéré en fonction du volume, à la Bourse de Toronto, au cours des cinq jours de Bourse précédant la date d'attribution.

Le nombre maximal d'actions ordinaires de la Société pouvant être émises à l'exercice d'options attribuées aux termes du régime d'options d'achat d'actions est 4 064 123. Les actions ordinaires visées par une option qui expire ou est résiliée sans avoir été intégralement exercée peuvent être visées par une autre option. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des administrateurs n'exerçant pas de fonctions de gestion au sein de la Société aux termes du régime d'options sur actions ne peut jamais dépasser 1 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Les options doivent être exercées au cours d'un délai établi par le conseil d'administration, qui ne peut dépasser 10 ans suivant la date d'attribution. Les droits rattachés aux options attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis annuellement en tranches égales pendant un délai de quatre à cinq ans suivant la date d'attribution.

Au cours de 2019, 2 122 764 options sur actions ont été exercées, ce qui a donné lieu à l'émission de 472 737 actions ordinaires. La différence entre les 2 122 764 options exercées et les 472 737 actions ordinaires émises découle de l'exercice des options sans décaissement par les porteurs et de la retenue des déductions à la source par la Société tel que cela est autorisé par le régime d'options sur actions et le conseil d'administration.

Par ailleurs, 78 142 options sur actions ont été attribuées en 2019. Les droits rattachés aux options sur actions attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis annuellement en tranches égales pendant un délai de quatre ans suivant la date d'attribution. Les options doivent être exercées avant le 27 août 2026 à un prix d'exercice de 14,41 $.

Le tableau suivant présente un sommaire des options sur actions en circulation de la Société aux 31 décembre 2019 et 2018 :

	31 décembre 2019		31 décembre 2018	
	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré ($)	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré ($)
En circulation au début de l'exercice	2 782	10,14	2 782	10,14
Attribuées au cours de l'exercice	78	14,41	—	—
Exercées au cours de l'exercice	(2 122)	9,85	—	—
En circulation à la fin de l'exercice	738	11,52	2 782	10,14
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	589	10,78	2 661	9,94

Les options suivantes étaient en circulation et pouvaient être exercées au 31 décembre 2019 :

Années d'attribution	Nombre d'options en circulation (en milliers)	Prix d'exercice ($)	Nombre d'options pouvant être exercées (en milliers)	Échéance
2010	158	8,75	158	2020
2013	134	9,13	134	2020
2014	165	10,96	165	2021
2016	126	14,65	94	2023
2017	77	14,52	38	2024
2019	78	14,41	—	2026
	738		589	

La juste valeur est déterminée à la date d'attribution et chaque tranche est comptabilisée selon un calendrier d'acquisition graduelle des droits sur la période au cours de laquelle les options sont acquises. La juste valeur est évaluée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes en tenant compte des modalités auxquelles ces options ont été attribuées.

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur des options attribuées aux bénéficiaires au cours de l'exercice.

	31 décembre 2019
Taux d'intérêt sans risque	1,57 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,70 $
Durée prévue des options	6
Volatilité attendue	20,25 %

La durée de vie contractuelle moyenne pondérée des options sur actions en circulation est de cinq ans. La volatilité attendue est estimée en tenant compte de la volatilité historique moyenne du prix des actions.

Régime d'actions liées au rendement (régime d'« ALR »)

L'objectif du régime d'ALR est de motiver les membres de la haute direction à créer de la valeur économique à long terme pour la Société et ses actionnaires. Cette partie du régime incitatif fondé sur des titres de capitaux propres incite les membres de la haute direction à privilégier la performance de l'entreprise au cours des trois prochaines années par rapport au rendement total pour les actionnaires et à un groupe de pairs. L'attribution est versée à la fin de la période de trois ans en fonction de la performance de la Société par rapport aux objectifs fixés au début de cette période.

La date d'acquisition des droits d'actions liées au rendement est déterminée à la date d'attribution, qu'elle ne doit pas dépasser de trois (3) ans. Les paiements sont effectués au moyen d'actions, la valeur fluctuant en fonction du rendement du cours des actions depuis le début de l'attribution. À la date d'acquisition des droits, chaque droit d'actions liées au rendement permet à son détenteur d'acquérir une action ordinaire de la Société et tous les dividendes réinvestis de celle-ci accumulés à partir de la date d'attribution, ces dividendes pouvant être versés en trésorerie, en actions ou en une combinaison des deux à la seule discrétion de la Société.

Régime d'unité d'actions différées de la Société (régime d'« UAD »)

Conformément au régime d'UAD de la Société, les administrateurs et les dirigeants peuvent choisir de recevoir leur rémunération, en totalité ou en partie, sous forme d'UAD en remplacement d'une rémunération en trésorerie. On entend par UAD une unité dont la valeur est déterminée en fonction de la valeur d'une action ordinaire. Lorsqu'un dividende est versé sur les actions ordinaires, des UAD additionnelles correspondant au dividende versé sont créditées au compte d'UAD de l'administrateur.

Les UAD ne peuvent être rachetées en trésorerie tant que l'administrateur n'a pas quitté le conseil ou que le dirigeant n'a pas quitté son poste. Les UAD ne sont pas des actions, elles ne peuvent être converties en actions et elles ne sont pas assorties de droits de vote. Les UAD reçues et détenues par les administrateurs et les dirigeants en remplacement d'une rémunération en trésorerie représentent un investissement à risque dans la Société. La valeur des UAD est fondée sur la valeur des actions ordinaires; elle n'est donc pas garantie.

Le tableau suivant présente la variation du nombre d'ALR et d'UAD pour les exercices clos les :

	31 décembre 2019		31 décembre 2018	
(en milliers)	ALR	UAD	ALR	UAD
Solde au début de l'exercice	264	56	368	28
Attribuées au cours de l'exercice	343	22	—	26
Payées au cours de l'exercice	(175)	—	(118)	—
Réinvestissement de dividendes au cours de l'exercice	17	3	14	2
Solde à la fin de l'exercice	449	81	264	56

De temps à autre, la Société fournit des instructions à un fiduciaire conformément aux modalités d'une convention de fiducie visant l'achat d'actions ordinaires de la Société sur le marché libre dans le cadre du régime d'ALR. Ces actions sont détenues en fiducie dans l'intérêt des bénéficiaires, et ce, tant que les droits des ALR n'ont pas été acquis ou qu'elles n'ont pas été annulées. Le coût de ces achats a été déduit du capital social.

Une charge de rémunération de 4 613 $ a été comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019 dans le cadre du régime d'ALR et du régime d'UAD (2 089 $ en 2018).

e) Régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »)

La Société a mis en place un RRD à l'intention de ses actionnaires. Ce régime donne la possibilité aux actionnaires ordinaires admissibles de réinvestir une partie ou la totalité des dividendes qu'ils reçoivent dans l'achat d'actions ordinaires supplémentaires de la Société, sans payer de frais, tels que des frais de courtage et de gestion. Les actions pourront être achetées soit sur le marché libre, soit par l'émission de nouvelles actions. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, 169 450 actions (748 754 actions en 2018) ont été nouvellement émises aux termes du RRD.

f) Dividendes déclarés sur les actions ordinaires

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ($/action)	0,70	0,68

Dividendes déclarés sur les actions ordinaires non comptabilisés à la clôture de la période de présentation de l'information financière

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 avril 2020 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire ($)	Dividende par action privilégiée de série A ($)	Dividende par action privilégiée de série C ($)
27/02/2020	31/03/2020	15/04/2020	0,1750	0,2255	0,359375

24. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Écarts de conversion au titre des établissements à l'étranger	(Perte) profit de change sur les couvertures désignées des investissements nets dans des établissements à l'étranger	Couverture de flux de trésorerie – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Quote-part de la couverture de flux de trésorerie des coentreprises et des entreprises associées – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies	Total
Solde au 1er janvier 2019	6 947	(6 341)	(25 887)	(8 795)	(416)	(34 492)
Cession d'entreprise (note 5)	17 061	—	(61)	6 112	416	23 528
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	(31 713)	—	—	—	—	(31 713)
Profit (perte) de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	4 021	23 688	(1 872)	—	25 837
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	449	(469)	3 826	—	—	3 806
Impôt différé connexe	—	(540)	(3 145)	1 488	—	(2 197)
Solde au 31 décembre 2019	(7 256)	(3 329)	(1 579)	(3 067)	—	(15 231)

	Écarts de conversion au titre des établissements à l'étranger	(Perte) profit de change sur les couvertures désignées des investissements nets dans des établissements à l'étranger	Réserve nette au titre de la conversion de devises	Quote-part de la couverture de flux de trésorerie des coentreprises et des entreprises associées – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies	Total
Solde au 1er janvier 2018	1 061	(1 074)	9 279	663	—	9 929
Activités abandonnées	(17 061)	—	61	(6 112)	(416)	(23 528)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	22 786	—	—	—	—	22 786
Perte de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	(6 199)	(49 404)	(59)	—	(55 662)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	(44)	287	450	—	—	693
Impôt différé connexe	205	645	13 727	(3 287)	—	11 290
Solde au 31 décembre 2018	6 947	(6 341)	(25 887)	(8 795)	(416)	(34 492)

25. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

a. Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Débiteurs	(5 315)	9 261
Charges payées d'avance et autres	(1 509)	2 161
Fournisseurs et autres créditeurs	29 226	(20 070)
	22 402	(8 648)

b. Renseignements supplémentaires

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(194 726)	(170 960)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(1 189)	—
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(16 438)	(5 031)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(1 949)	—
Total des charges financières	(214 302)	(175 991)
Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :		
Immobilisations corporelles impayées	21 456	5 099
Actifs à long terme impayés	(2 000)	—
Immobilisations incorporelles impayées	—	(169)
Coûts de développement de projets impayés	(919)	919
Actions ordinaires émises par suite de la conversion de débentures convertibles	86 652	—
Actions ordinaires émises par suite de l'exercice d'options sur actions	1 323	—
Actions dont les droits ont été acquis dans le régime d'ALR	1 057	948
Réévaluation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	15 582	11 070
Création de nouvelles obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	16 528	—
Réévaluation des obligations locatives	6 882	—
Réévaluation des droits de propriété futurs	8 468	(3 046)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	2 402	9 929
Actions ordinaires émises au moment de l'acquisition d'Alterra	—	330 607
Participation dans des coentreprises et des entreprises associées non payée	(13 753)	13 154
Investissement provenant de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	—	(507)
Crédits d'impôt à l'investissement	179 071	—

c. Variations des passifs issus des activités de financement

	Exercices clos les 31 décembre 2019	2018
Variations de la dette à long terme		
Dette à long terme au début de l'exercice	4 469 749	3 153 262
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente	(96 515)	—
Augmentation de la dette à long terme	1 707 358	2 053 185
Remboursement de la dette à long terme	(1 323 827)	(1 111 079)
Paiement des frais de financement différés	(20 386)	(26 736)
Acquisitions d'entreprises (note 4)	—	333 800
Crédits d'impôt à l'investissement	(179 071)	—
Attributs fiscaux	(88 402)	(764)
Crédits d'impôt sur la production	(11 238)	—
Autres charges financières hors trésorerie	21 860	17 866
Écarts de change, montant net	(66 686)	50 215
Dette à long terme à la fin de l'exercice	4 412 842	4 469 749
Variations des débentures convertibles		
Débentures convertibles au début de l'exercice	238 648	96 246
Émission des débentures convertibles émises	143 750	150 000
Coûts de transaction	(6 536)	(6 910)
Rachat de débentures convertibles	(13 348)	—
Débentures convertibles converties en actions ordinaires	(86 652)	—
Montant classé dans les capitaux propres	(709)	(2 865)
Désactualisation des débentures convertibles	3 674	2 177
Débentures convertibles à la fin de l'exercice	278 827	238 648

26. FILIALES

Informations détaillées sur les filiales non entièrement détenues et qui affichent des participations ne donnant pas le contrôle

Nom des filiales	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par les détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		Bénéfice (perte) attribué(e) aux participations ne donnant pas le contrôle pour les exercices clos les		Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	
		31 décembre 2019	31 décembre 2018	31 décembre 2019	31 décembre 2018	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Canada	49,99 %	49,99 %	(6 041)	(1 607)	45 235	51 276
Creek Power Inc. et ses filiales	Canada	— %	— %	—	(5 192)	—	—
Kwoiek Creek Resources L.P.[1]	Canada	50,00 %	50,00 %	(755)	(1 048)	(12 970)	(12 216)
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.[1]	Canada	50,00 %	50,00 %	8 886	9 156	(6 663)	(3 794)
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.	Canada	49,99 %	49,99 %	(2 497)	(2 157)	(11 268)	(8 771)
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	Canada/ Europe	30,45 %	30,45 %	(4 409)	(5 478)	(3 080)	4 862
HS Orka hf[2]	Islande	— %	46,10 %	2 133	921	—	282 665
Autres	Canada	Divers	Divers	(487)	(17)	(312)	(1 246)
				(3 170)	(5 422)	10 942	312 776

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans la filiale.
2. En 2019, la Société a vendu sa filiale entièrement détenue Magma Energy Sweden A.B. (« Magma Sweden »), qui détenait une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf, qui détient deux centrales géothermiques en exploitation en Islande : Svartsengi et Reykjanes.

L'information financière relative à chacune des filiales de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle importantes est résumée ci-après, avant les éliminations intragroupes.

	Exercice clos le 31 décembre 2019				
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global					
Produits	40 175	18 014	62 880	9 283	94 474
Charges	52 259	19 524	30 717	14 277	108 954
(Perte nette) bénéfice net	(12 084)	(1 510)	32 163	(4 994)	(14 480)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(11 199)
Total du résultat global	(12 084)	(1 510)	32 163	(4 994)	(25 679)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux					
Propriétaires de la société mère	(6 043)	(755)	23 277	(2 497)	(10 071)
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 041)	(755)	8 886	(2 497)	(4 409)
	(12 084)	(1 510)	32 163	(4 994)	(14 480)
Total du résultat global attribuable aux					
Propriétaires de la société mère	(6 043)	(755)	23 277	(2 497)	(17 737)
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 041)	(755)	8 886	(2 497)	(7 942)
	(12 084)	(1 510)	32 163	(4 994)	(25 679)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie					
Entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	15 807	5 000	46 912	1 132	36 509
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(10 986)	(1 650)	(35 253)	(527)	(17 690)
(Sortie) entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	(626)	(191)	(14 035)	(215)	3 521
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	4 195	3 159	(2 376)	390	22 340
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	11 466	—	—

	Exercice clos le 31 décembre 2018				
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global					
Produits	50 509	17 899	62 592	11 246	87 016
Charges	54 681	19 995	29 455	15 561	105 005
(Perte nette) bénéfice net	(4 172)	(2 096)	33 137	(4 315)	(17 989)
Autres éléments du résultat global	—	—	(174)	—	1 130
Total du résultat global	(4 172)	(2 096)	32 963	(4 315)	(16 859)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère	(2 565)	(1 048)	23 981	(2 158)	(12 511)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 607)	(1 048)	9 156	(2 157)	(5 478)
	(4 172)	(2 096)	33 137	(4 315)	(17 989)
Total du résultat global attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère	(2 565)	(1 048)	23 855	(2 158)	(11 602)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 607)	(1 048)	9 108	(2 157)	(5 257)
	(4 172)	(2 096)	32 963	(4 315)	(16 859)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie					
Entrées (sorties) nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	8 293	(2 049)	51 709	2 672	(52 272)
(Sorties) entrées nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(10 537)	(1 592)	(39 901)	(3 070)	58 451
(Sorties) entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	(1 585)	267	(6 312)	(206)	(2 676)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(3 829)	(3 374)	5 496	(604)	3 503
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	9 202	—	—

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2019				
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe
Actifs courants	17 201	5 962	21 356	1 522	54 565
Actifs non courants	575 070	167 091	277 945	124 121	888 895
	592 271	173 053	299 301	125 643	943 460
Passifs courants	16 700	7 355	248 264	7 688	100 966
Passifs non courants	448 022	202 354	20 641	124 010	898 280
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires	82 314	(23 686)	37 059	5 213	(52 706)
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	45 235	(12 970)	(6 663)	(11 268)	(3 080)
	592 271	173 053	299 301	125 643	943 460

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2018				
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe
Actifs courants	20 642	4 306	23 533	1 542	40 787
Actifs non courants	587 713	169 408	276 142	126 863	957 524
	608 355	173 714	299 675	128 405	998 311
Passifs courants	17 480	5 428	12 500	6 550	140 042
Passifs non courants	451 381	191 784	246 394	122 915	888 376
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires	88 218	(11 282)	44 575	7 711	(34 969)
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	51 276	(12 216)	(3 794)	(8 771)	4 862
	608 355	173 714	299 675	128 405	998 311

Acquisition d'une participation minoritaire dans Creek Power Inc.

Creek Power Inc.

Le 15 mai 2018, Innergex a acquis la participation de 33,3 % de Ledcor Power Ltd. dans Creek Power Inc., une société qui détient indirectement les centrales hydroélectriques Fitzsimmons Creek, Boulder Creek et Upper Lillooet River situées en Colombie-Britannique ainsi qu'un portefeuille de projets potentiels, pour une contrepartie totale de 1 700 $. Innergex détenait déjà la participation restante de 67,7 % dans Creek Power Inc. ainsi que toutes les actions privilégiées, et a reçu pratiquement tous les flux de trésorerie générés par les trois centrales.

Le montant négatif de 32 108 $ auparavant comptabilisé dans les participations ne donnant pas le contrôle a été éliminé étant donné que la Société détient désormais 100 % de Creek Power Inc. Puisque le changement de propriété n'a pas donné lieu à un changement de contrôle, l'écart entre l'ajustement des participations ne donnant pas le contrôle et la contrepartie versée a été comptabilisé directement dans le déficit (33 808 $).

27. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

a) Rémunération des principaux dirigeants

Le tableau suivant présente les charges comptabilisées par la Société à l'égard des principaux dirigeants. Les membres du conseil d'administration ainsi que le président et chef de la direction, le chef de la direction financière, le chef de la direction des investissements, et tous les vice-présidents principaux et vice-présidents font partie de ce groupe.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Salaires et avantages à court terme	6 685	6 073
Jetons de présence des membres du conseil d'administration	853	738
Régime d'actions liées au rendement	1 764	1 769
Paiements fondés sur des actions	64	69
	9 366	8 649

b) Transactions avec des associés

Les transactions entre parties liées menées dans le cours normal des activités sont évaluées à la juste valeur, soit le montant déterminé et convenu par les parties liées, à moins que des exigences particulières aux termes des IFRS ne justifient un traitement différent.

Les filiales de la Société ont conclu les transactions suivantes avec des associés :

- Débenture émise par Sainte-Marguerite S.E.C. au RRMD (voir la note 22 c)
- Débenture convertible émise par Magpie à la municipalité
- Débenture émise par la Société en commandite Innergex Europe (2015) au RRMD
- L'associé de la Société a consenti un prêt à Kwoiek Creek Resources L.P.

Une débenture convertible de 3 000 $ n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrivera à échéance en janvier 2025. La débenture convertible, laquelle porte intérêt à un taux fixe de 15,5 %, rend la Municipalité régionale de comté de Minganie admissible à une participation de 30 % dans la centrale au moment de la conversion de la débenture, au plus tard le 1er janvier 2025. La Société peut, à son gré, procéder à une conversion anticipée.

Une débenture de 77 957 $ a été émise par Société en commandite Innergex Europe (2015) à RRMD. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 % composé annuellement et est remboursable en versements trimestriels si les fonds sont disponibles. La débenture devra être remboursée en totalité en 2046.

L'associé de la Société dans le projet Kwoiek Creek a consenti un prêt de 3 662 $ à Kwoiek Creek Resources L.P. Conformément aux ententes liées au projet, chaque associé peut participer au financement du projet. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 10,07 % et arrive à échéance en 2054.

28. INFORMATIONS À FOURNIR À L'ÉGARD DE LA GESTION DES RISQUES FINANCIERS ET DE LA JUSTE VALEUR

Informations à fournir à l'égard de la juste valeur

Le tableau qui suit présente la valeur comptable et la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris leur niveau dans la hiérarchie des justes valeurs. Il ne contient pas de renseignements sur la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur si la valeur comptable correspond à une estimation raisonnable de la juste valeur.

En outre, pour l'exercice considéré, les informations à fournir à l'égard de la juste valeur des obligations locatives ne sont pas exigées. La Société a déterminé que la valeur comptable de ses actifs et passifs financiers courants, ainsi que de ses titres garantis par des gouvernements inclus dans les comptes de réserve, s'approchait raisonnablement de leur juste valeur respective en raison de leur nature à court terme et de leur niveau élevé de liquidités.

		Au 31 décembre 2019		Au 31 décembre 2018	
	Niveau de la juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers non courants évalués au coût amorti					
Autres placements inclus dans les autres actifs non courants	*Niveau 2*	2 000	2 000	—	—
Passifs financiers non courants évalués au coût amorti					
Prêts et emprunts à long terme	*Niveau 2*	4 691 669	4 808 403	4 708 397	4 875 075
Instruments financiers dérivés évalués à la juste valeur					
Swaps de taux d'intérêt	*Niveau 2*	(83 536)	(83 536)	(53 409)	(53 409)
Contrats de change à terme	*Niveau 2*	(24 269)	(24 269)	(32 129)	(32 129)
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	*Niveau 3*	27 757	27 757	(4 849)	(4 849)
Clauses d'inflation	*Niveau 3*	—	—	982	982
Dérivés incorporés	*Niveau 2*	—	—	(46 409)	(46 409)

Placements en capitaux propres

Le modèle d'évaluation repose sur des multiples du marché dérivés des cours cotés de sociétés comparables à l'entité émettrice, ajustés pour tenir compte du caractère non négociable des titres de capitaux propres, ainsi que des produits et du BAIIA de l'entité émettrice. L'estimation est ajustée pour tenir compte de la dette nette de l'entité émettrice.

Autres placements

Le modèle d'évaluation tient compte de la valeur actualisée des paiements prévus selon un taux d'actualisation ajusté pour tenir compte du risque.

Prêts et emprunts à long terme

La juste valeur de chaque instrument d'emprunt est estimée au moyen de pratiques standards du secteur financier conformément auxquelles les flux de trésorerie futurs prévus sont actualisés à des taux d'actualisation calculés selon le taux d'intérêt et les conditions de crédit en vigueur sur les marchés financiers à la date d'évaluation. En ce qui concerne plus particulièrement les instruments à taux fixe, les flux de trésorerie contractuels sont actualisés à un taux de rendement à l'échéance appropriée. En ce qui concerne les instruments à taux variable, les taux d'intérêt contractuels futurs prévus représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice des taux d'intérêt de référence et de la marge cotée de l'instrument, tandis que les taux d'actualisation représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice de référence et d'une marge d'escompte appropriée. Les taux de rendement à l'échéance appropriés et les marges d'escompte sont estimés au moyen des cours ou des prix indicatifs disponibles des instruments d'emprunt individuels ou des indices dont le crédit est réputé comparable aux instruments d'emprunt sous évaluation.

Swaps de taux d'intérêt

La juste valeur est évaluée comme étant la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs. Les flux de trésorerie estimatifs sont actualisés au moyen d'une courbe de rendement conçue à partir de sources semblables qui reflète le taux de référence interbancaire pertinent utilisé par les intervenants du marché à cette fin pour fixer le prix des swaps de taux d'intérêt. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie.

Contrats de change à terme

La juste valeur est évaluée comme étant la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs, qui représente la différence entre la valeur du contrat à l'échéance et la valeur établie selon le taux de change que l'institution financière utiliserait si elle renégociait en date de l'état de la situation financière le même contrat. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie, ce qui tient compte des ententes de compensation, le cas échéant.

Couvertures du prix de l'électricité

Le calcul de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité et des couvertures de base donne lieu à une incertitude de mesure, car les courbes de prix de l'électricité sont établies selon diverses méthodes et hypothèses qui tiennent compte de certaines données non observables du marché. Au 31 décembre 2019, les prix de l'électricité à terme utilisés dans le calcul de la juste valeur étaient les suivants :

Couverture du prix de l'électricité

- Les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 8,92 $ US à 135,37 $ US le MWh entre le 1er janvier 2020 et le 30 juin 2031.

Couverture de base

- Les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 20,74 $ US à 135,37 $ US le MWh entre le 1er janvier 2020 et le 31 décembre 2021.
- Les prix de l'électricité à terme du nœud de Phoebe sont calculés en utilisant un écart historique par rapport au réseau ERCOT South de 23,87 $ US par MWh.

De plus amples informations sont fournies ci-dessous en ce qui concerne la méthodologie utilisée pour établir les courbes des prix à terme de l'électricité.

Couverture du prix de l'électricité de Phoebe : La juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est tirée des prix à terme de l'électricité qui ne sont pas établis en fonction des données observables du marché pour l'ensemble de la période contractuelle. Les courbes des prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South sont conçues en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) les prix mensuels observables du marché jusqu'en décembre 2025 pour le réseau ERCOT South, 2) un taux de chaleur perpétuelle qui repose sur les prix à terme de l'électricité pour l'année civile et les contrats à terme normalisés sur le prix NYMEX du gaz naturel permettant d'établir les prix moyens de l'électricité pour une année civile jusqu'en décembre 2030, ajustés pour tenir compte de la saisonnalité observée pour l'année civile 2019, et 3) les prix mensuels de l'exercice précédent, multipliés par un taux d'inflation.

Couverture de base de Phoebe : La juste valeur de la couverture de base est tirée des prix à terme de l'électricité observables du réseau ERCOT South pour la durée de la période du contrat et d'une courbe des prix à terme du nœud de Phoebe conçue en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South pour la durée de la période du contrat, 2) l'écart historique entre les prix du réseau ERCOT South et du nœud de Phoebe depuis juillet 2019 (la « période observable ») et 3) l'écart historique antérieur à juillet 2019 entre les prix du réseau ERCOT South et une approximation pour le nœud de Phoebe, après ajustement en fonction du différentiel de prix moyen entre le nœud de Phoebe et son approximation au cours de la période observable. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie.

Gestion des risques financiers

La société est exposée à divers risques financiers, soit le risque de marché (par exemple, taux d'intérêt, taux de change, prix de l'énergie et autres), le risque de crédit et le risque de liquidité. L'objectif de la Société en matière de gestion des risques financiers est de garantir le taux de rendement interne à long terme de ses projets énergétiques en atténuant l'incertitude liée à la fluctuation de certaines variables clés.

La direction est responsable de l'établissement de contrôles et de procédures visant à garantir que les risques financiers sont gérés à des niveaux acceptables. La Société n'a pas recours à des instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

a. Risque de marché

Le risque de marché est lié aux fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs d'un instrument financier en raison de variations des cours du marché. Le risque de marché comprend le risque de taux d'intérêt, le risque de change et le risque lié au prix de l'électricité.

i) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Les actifs financiers et les passifs financiers à taux d'intérêt variable exposent la Société à un risque de taux d'intérêt lié aux flux de trésorerie. Le risque que la Société réalise une perte à la suite d'une baisse de la juste valeur d'un titre à court terme inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie et les placements à court terme est limité car ces placements, bien que facilement convertibles en trésorerie, sont généralement détenus jusqu'à leur échéance.

L'exposition des flux de trésorerie de la Société au risque de taux d'intérêt concerne principalement les prêts et emprunts à long terme à taux variable. La direction atténue ce risque en concluant des accords de financement à taux fixe ou des accords de swap de taux d'intérêt liés à ses accords de financement à taux variable. De temps à autre, la société peut conclure des contrats à terme sur obligations pour précouverture du risque de taux d'intérêt lié aux futures émissions de dette en fixant un taux d'intérêt pendant la période précédant l'exécution de l'accord de financement.

La Société a désigné les instruments financiers dérivés suivants comme couverture de flux de trésorerie[1] :

Projets	Devise du notionnel[2]	Taux variable	Taux du swap	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeurs nominales 31 décembre 2019	Valeurs nominales 31 décembre 2018
Entreprise							
Innergex	CAD	CDOR	2,18 %	2027	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2028	2023	30 000	30 000
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2028	2023	52 600	52 600
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2024	2019	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,30 %	2024	2019	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	4,25 %	2031	2020	33 205	35 182
Innergex	CAD	CDOR	1,89 %	2029	2023	20 000	—
Innergex	CAD	CDOR	1,92 %	2029	2023	20 000	—
Innergex	CAD	CDOR	2,08 %	2034	2029	20 000	—
Innergex	CAD	CDOR	2,12 %	2034	2023	20 000	—
Innergex	CAD	CDOR	2,24 %	2049	2029	20 000	—
Innergex	CAD	CDOR	2,19 %	2049	2029	25 000	—
Alterra	CAD	CDOR	2,16 %	2023	Aucune	29 000	29 000
Alterra	CAD	CDOR	2,32 %	2023	Aucune	49 000	49 000
Secteur de la production hydroélectrique							
Ashlu Creek	CAD	CDOR	4,61 %	2035	2025	88 219	89 438
Fitzsimmons Creek	CAD	CDOR	2,85 %	2041	2021	17 642	18 017
Secteur de la production éolienne							
Rougemont 1	EURO	EURIBOR	1,30 %	2032	Aucune	61 822	70 201
Rougemont 2	EURO	EURIBOR	1,30 %	2032	Aucune	37 732	42 862
Rougemont 2	EURO	EURIBOR	1,48 %	2032	Aucune	34 253	38 909
Vaites	EURO	EURIBOR	1,28 %	2032	Aucune	66 178	75 336
Cartier	CAD	CDOR	2,83 %	2032	Aucune	530 982	569 361
Mesgi'g Ugju's'n	CAD	CDOR	1,91 %	2026	Aucune	84 872	91 464
Yonne	EURO	EURIBOR	0,78 %	2031	Aucune	—	69 128
Cholletz	EURO	EURIBOR	2,64 %	2030	Aucune	12 778	14 942
Foard City	USD	LIBOR	2,07 %	2029	2026	14 956	—
Foard City	USD	LIBOR	2,43 %	2029	2026	14 117	—
Secteur de la production solaire							
Stardale	CAD	CDOR	3,60 %	2032	Aucune	71 666	75 141
Phoebe	USD	LIBOR	2,63 %	2019	Aucune	—	214 679
Phoebe	USD	LIBOR	3,07 %	2037	2026	135 435	142 255
Kokomo	USD	LIBOR	1,85 %	2026	Aucune	5 603	6 200
Spartan	USD	LIBOR	2,31%	2024	Aucune	12 237	13 403
						1 567 297	1 787 118

1. La Société applique un ratio de couverture de 1:1 et détermine l'existence d'une relation économique entre l'instrument de couverture et l'élément couvert sur la base des taux d'intérêt de référence, des échéances et des montants notionnels. La Société évalue si le dérivé désigné dans chaque relation de couverture est censé être efficace pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert en utilisant la méthode du dérivé hypothétique.
2. Les swaps en dollars américains sont convertis au taux fixe de 1,2988 $ CA et les swaps en euros sont convertis au taux fixe de 1,4583 $ CA.

Instruments de couverture des taux d'intérêt conclus au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019

Le 8 mai 2019 et le 5 juin 2019, la Société a conclu huit ententes de swap de taux d'intérêt libellées en dollars américains pour atténuer le risque de taux d'intérêt lié à l'emprunt à terme de Foard City. Au 31 décembre 2019, les montants nominaux de ces contrats, qui viendront à échéance en 2029, totalisaient 22 383 $ US (29 073 $). La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La Société a désigné les swaps de taux d'intérêt comme des couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables.

Le 18 juillet 2019 et le 22 juillet 2019, la Société a conclu six ententes de swap de taux d'intérêt pour atténuer le risque de taux d'intérêt sur les facilités de crédit renouvelables détenues par la Société. Les montants nominaux de ces contrats, qui viennent à échéance entre 2029 et 2049, totalisent 125 000 $ au 31 décembre 2019. La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La Société a désigné les swaps de taux d'intérêt comme des couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables.

Le 9 octobre 2019, Innergex a mis fin aux deux swaps de taux d'intérêt relatifs au projet de Yonne pour un coût de 2 836 € (4 144 $), qui correspond à leur valeur comptable nette à cette date. La perte accumulée dans les autres éléments du résultat global sera amortie jusqu'à la fin de 2031, soit la période restant à courir jusqu'à la résiliation des swaps. Au 31 décembre 2019, le solde non amorti s'élève à 2 254 € (3 380 $).

Le 20 décembre 2019, en raison du refinancement de la dette du projet Stardale, la Société a mis fin aux deux accords de swap de taux d'intérêt relatifs à ce projet et a conclu deux nouveaux accords de swap de taux d'intérêt couvrant la période d'échéance prolongée de la dette. La juste valeur des nouveaux swaps de taux d'intérêt était équivalente à la juste valeur des swaps résiliés. Au 31 décembre 2019, les montants nominaux de ces contrats, qui viendront à échéance en 2032, totalisaient 71 666 $. La Société a désigné les swaps de taux d'intérêt comme des couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 points de base des taux d'intérêt à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)		Autres éléments du résultat global	
	Augmentation de 10 pdb	Diminution de 10 pdb	Augmentation de 10 pdb	Diminution de 10 pdb
31 décembre 2019				
Swaps de taux d'intérêt	600	(719)	9 555	(9 445)
31 décembre 2018				
Swaps de taux d'intérêt	1 044	(1 058)	8 821	(8 849)

ii) Risque de change

Le risque de change s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux de change, à savoir le dollar américain et l'euro par rapport au dollar canadien.

La Société est exposée au risque de change transactionnel dans la mesure où il existe un décalage entre les différentes devises dans lesquelles sont libellés les ventes, les achats, les créances et les emprunts et les monnaies fonctionnelles respectives de la Société et de ses filiales. En dehors de la construction de projets de production d'énergie renouvelable, ces risques transactionnels sont limités étant donné que la majorité des transactions sont effectuées dans les monnaies fonctionnelles respectives de la Société ou de ses filiales.

La Société a des filiales en Europe dont les produits, déduction faite des charges qu'elles engagent, sont rapatriés au Canada. Les contrats de change à terme de la Société sont libellés en euros. Les fonds rapatriés qui ne sont pas utilisés aux fins du service des contrats de change à terme libellés en euros sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de conversion.

La société a désigné les instruments financiers dérivés suivants comme couverture d'investissement net[1] :

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeurs nominales	
			31 décembre 2019	31 décembre 2018
Contrats utilisés pour couvrir le risque de change				
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7332 $ CA pour 1 €	2020	Aucune	154 653	156 364
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2042 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7340 $ CA pour 1 €	2020	Aucune	46 377	47 949
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,6850 $ CA pour 1 €	2021	Aucune	103 630	111 945
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7654 $ CA pour 1 €	2021	Aucune	155 873	159 538
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7804 $ CA pour 1 €	2021	Aucune	75 002	77 896
			535 535	553 692

1. S'applique à un ratio de couverture de 1:1. La Société détermine l'existence d'une relation économique entre l'instrument de couverture et l'élément couvert en fonction de la devise et des montants nominaux. La Société évalue si le dérivé désigné dans chaque relation de couverture est censé être efficace pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert en utilisant la méthode du dérivé hypothétique.

Sensibilité

Un renforcement (affaiblissement) raisonnablement possible de 1 % de l'euro par rapport au dollar canadien à la date de clôture aurait augmenté (diminué) le bénéfice (la perte) et les autres éléments du résultat global des montants indiqués ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)		Autres éléments du résultat global	
	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %
31 décembre 2019				
Contrats de change à terme	(4 852)	4 855	535	(537)
31 décembre 2018				
Contrats de change à terme	(4 710)	4 705	453	(447)

iii) Risque de prix de l'électricité

Le risque de prix de l'électricité s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des cours du marché de l'électricité.

La plupart des ventes d'électricité font l'objet d'ententes à long terme dans le cadre desquelles les preneurs sont liés par des contrats d'achat ferme de la production totale à des prix prédéterminés, jusqu'à concurrence de certains plafonds annuels, et ces prix sont généralement soumis à une inflation annuelle. L'électricité produite par certaines installations de la Société est vendue sur le marché libre en utilisant des couvertures de l'électricité pour gérer l'exposition au risque du prix du marché.

Couverture du prix de l'électricité liée à Phoebe
Le 2 juillet 2018, la Société a acquis, par l'intermédiaire de sa filiale Alterra Power Corp., les actifs du projet solaire Phoebe, y compris un contrat de couverture du prix de l'électricité de 12 ans, avec prise d'effet du 1er juillet 2019 au 30 juin 2031. À la date d'acquisition, la couverture du prix de l'électricité était évaluée à sa juste valeur de 16,1 M$ US. À cette date, elle a été désignée aux fins de la comptabilité de couverture. Les variations ultérieures de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité ont principalement été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global. Pour déterminer la juste valeur de la couverture de l'électricité de Phoebe et soutenir le test d'efficacité de la couverture à des fins de comptabilité de couverture, les prix à terme du réseau ERCOT South et du noeud de Phoebe étaient nécessaires; cependant, les prix du marché à terme cotés du noeud étaient restreints et les prix à terme du réseau n'étaient pas disponibles. Le projet Phoebe a commencé à générer de l'électricité en juin 2019, et le projet a commencé à générer de l'électricité en vertu de la couverture du prix de l'électricité le 1er juillet 2019. Jusqu'au 30 septembre 2019, le risque de différentiel de prix entre le réseau et le noeud (ou le « risque différentiel de base ») avait été considéré comme négligeable à cette fin, jusqu'à ce qu'il soit prouvé que les variations de prix du noeud de Phoebe n'étaient pas en étroite concordance avec les variations de prix du réseau ERCOT South. À la lumière de ces nouvelles informations, la direction a révisé, avec prise d'effet le 1er octobre 2019, sa méthodologie de calcul des prix à terme du nœud afin de refléter plus fidèlement le risque différentiel de base. Par conséquent, la couverture de l'électricité de Phoebe ne répond plus aux critères d'efficacité de la couverture.

Étant donné que les opérations prévues sont toujours susceptibles de se produire, le cumul des variations de la juste valeur totalisant 36 532 $ au 31 décembre 2019 comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global à la date de cessation de la relation de couverture demeure et sera reclassé dans les produits sur la durée restante de la couverture du prix de l'électricité. Les variations ultérieures de la juste valeur de l'instrument dérivé seront comptabilisées au compte consolidé de résultat, à titre de perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 % de base des prix à terme du réseau ERCOT South à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)		Autres éléments du résultat global	
	Augmentation de 10 %	Diminution de 10 %	Augmentation de 10 %	Diminution de 10 %
31 décembre 2019				
Couverture du prix de l'électricité	(18 249)	18 195	—	—
31 décembre 2018				
Couverture du prix de l'électricité	—	—	(21 069)	21 068

Couverture de base liée à Phoebe
Le 2 août 2019, la Société a conclu un contrat de couverture de base de 2 ans, en vigueur du 1er novembre 2019 au 31 décembre 2021, afin d'atténuer le risque différentiel de base. La couverture de base est comptabilisée à la juste valeur, et les variations ultérieures sont comptabilisées au compte consolidé de résultat, à titre de perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés. La variation de la juste valeur comptabilisée à titre de perte nette latente sur instruments financiers dérivés s'est chiffrée à 47 977 $ pour l'exercice 2019.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 100 points de base dans l'écart des prix à terme du réseau ERCOT South et le nœud de Phoebe à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)		Autres éléments du résultat global	
	Augmentation de 100 pdb	Diminution de 100 pdb	Augmentation de 100 pdb	Diminution de 100 pdb
31 décembre 2019				
Couverture de base	(1 487)	1 487	—	—
31 décembre 2018				
Couverture de base	—	—	—	—

iv) Comptabilité de couverture

Une révision et une réforme fondamentales des principaux taux d'intérêt de référence sont en cours partout dans le monde. Il existe une incertitude quant au calendrier et aux méthodes de transition pour le remplacement des taux interbancaires offerts (IBOR) de référence existants par d'autres taux. En raison de ces incertitudes, un jugement comptable important est nécessaire pour déterminer si certaines relations de comptabilité de couverture qui couvrent la variabilité du risque de change et de taux d'intérêt en raison des changements prévus des IBOR continuent à être admissibles à la comptabilité de couverture au 31 décembre 2019. Les IBOR continuent d'être utilisés comme taux de référence sur les marchés financiers et sont utilisés dans l'évaluation des instruments dont l'échéance dépasse la date de fin prévue pour les IBOR. Par conséquent, la société estime que la structure actuelle du marché permet de maintenir la comptabilité de couverture au 31 décembre 2019.

Tous les instruments de couverture sont comptabilisés dans la tranche courante ou dans la tranche non courante des instruments financiers dérivés dans les états consolidés de la situation financière. Au 31 décembre 2019, les éléments suivants ont été désignés en tant qu'instruments de couverture afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt, le risque lié au prix de l'électricité et le risque de change :

		Valeur comptable de l'instrument de couverture	
	Valeur nominale de l'instrument de couverture	Actifs	Passifs
Couvertures de flux de trésorerie			
Risque de taux d'intérêt			
Swaps de taux d'intérêt	1 567 292	2 003	(85 491)
Couvertures d'investissement net			
Risque de change			
Contrats de change à terme	63 775	1 371	(3 767)

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des couvertures inefficaces et des profits ou pertes de couverture au 31 décembre 2019 :

	Variations de la juste valeur de l'instrument de couverture comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Couvertures inefficaces comptabilisées en résultat net	Montant provenant de la réserve de couvertures de flux de trésorerie reclassé en résultat net
Couverture de flux de trésorerie			
Swaps de taux d'intérêt			
Swaps de taux d'intérêt	(38 888)	(792)	430
Risque de prix de l'électricité			
Couverture du prix de l'électricité[1]	63 139	1 274	1 133
Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger			
Risque de change			
Contrats de change à terme	2 138	(39)	195

1. Le solde de la réserve de couverture de flux de trésorerie lié au risque de prix de l'électricité à laquelle la comptabilité de couverture n'est plus appliquée est de 36 532 $.

L'inefficacité est comptabilisée dans la perte nette (le profit net) latent(e) sur instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat.

En ce qui concerne les relations de couverture couvrant le risque de taux d'intérêt et le risque de change, l'ajustement en fonction de l'évaluation du crédit apporté à la juste valeur des dérivés de couverture et la désignation de dérivés de couverture dont la juste valeur est autre que nulle au moment de la conclusion de la relation de couverture peuvent entraîner l'inefficacité de la couverture.

b. Risque de crédit

Le risque de crédit s'entend du risque de perte financière pour la Société qui peut résulter du non-respect par une partie de ses obligations contractuelles. L'exposition maximale au risque de crédit à la date de clôture correspond à la valeur comptable des actifs financiers de la Société.

i) Trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et réserves

Au 31 décembre 2019, la Société détenait de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des liquidités soumises à des restrictions (note 13) et des réserves incluses dans les autres actifs à long terme (note 15). La Société limite son risque de crédit de contrepartie sur ces actifs en traitant avec de grandes institutions financières canadiennes hautement cotées et, dans une moindre mesure, avec de grandes institutions financières américaines et européennes. La Société n'a enregistré aucune perte de valeur sur ces actifs financiers.

ii) Créances

La plupart des créances clients de la Société proviennent des ventes d'électricité effectuées à des sociétés de services publics, y compris Hydro-Québec, British Columbia Hydro and Power Authority, Hydro One Inc. et à ses sociétés liées, Idaho Power Company et Électricité de France. Ces sociétés de services publics sont très bien notées par les différentes agences de notation.

Les créances comprennent également les taxes à la consommation et les crédits d'impôt à l'investissement qui sont à recevoir des gouvernements, et ont trait principalement au développement et à la construction de projets.

Au 31 décembre 2019, 3 616 $ (62 $ en 2018) de clients et autres débiteurs étaient en souffrance depuis plus de 90 jours, et des radiations totales de créances dépréciées de 438 $ (314 $ en 2018) ont été comptabilisées au cours de l'exercice. Étant donné que les pertes de crédit attendues sont minimes, les pertes de crédit attendues attribuables au vieillissement des créances n'ont pas été présentées.

iii) Dérivés

Une contrepartie est considérée comme admissible à effectuer des transactions avec la Société dans le cadre d'opérations de couverture de taux d'intérêt ou de devises si et tant que la contrepartie est une banque, une compagnie d'assurance, un courtier en valeurs mobilières, une banque d'investissement ou une autre institution financière, ou toute société affiliée à l'une d'entre elles dont la dette à long terme est notée « A- » (stable) (ou son équivalent) ou mieux par l'une des agences suivantes : i) Standard & Poor's Corporation, ii) Moody's Investor Services Inc., iii) DBRS Limited, ou iv) Fitch Ratings.

c. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société à effectuer les paiements des passifs au fur et à mesure qu'ils deviennent exigibles. Certaines clauses restrictives des contrats d'emprunt à long terme pourraient également empêcher la Société de rapatrier les fonds provenant de certaines filiales.

Des options de résiliation anticipée sont intégrées à certains instruments de couverture. L'exercice de telles options pourrait exposer la Société à un risque de liquidité. Si une option de résiliation anticipée devait être exercée, la perte réalisée présumée serait contrebalancée par les économies réalisées sur les charges futures, puisqu'une valeur négative découlerait d'un environnement où les taux réels sont plus favorables que les taux incorporés au swap.

La Société avait un fonds de roulement négatif de 335 721 $ au 31 décembre 2019 (fonds de roulement négatif de 413 015 $ en 2018). Si besoin est, la Société peut utiliser ses facilités de crédit renouvelables, dont un montant de 161 922 $ était disponible au 31 décembre 2019 (143 455 $ en 2018). En outre, advenant une baisse des produits en raison de la diminution de la production ou de bris de matériel importants, la Société possède des comptes de réserve (tel qu'il est décrit à la note 15) et est couverte par des régimes d'assurance. La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins.

Le tableau suivant présente les flux de trésorerie contractuels des passifs financiers.

	Moins d'un an	Entre un an et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Passifs financiers non dérivés				
Fournisseurs et autres créditeurs	176 157	—	—	176 157
Prêts et emprunts à long terme	662 155	2 013 810	4 407 938	7 083 903
Autres passifs	761	1 055	22 066	23 882
Obligations locatives	7 841	39 462	155 494	202 797
Passifs financiers dérivés				
Swaps de taux d'intérêt	7 637	27 501	22 624	57 762
Contrats de change à terme	31 903	54 626	—	86 529
Couverture du prix de l'électricité	17 398	(5 080)	(141 112)	(128 794)
Couverture de base	18 158	18 108	—	36 266
Total	922 010	2 149 482	4 467 010	7 538 502

29. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

a. Contrats d'achat d'électricité

Installations du Québec

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à expiration entre 2021 et 2039, Hydro-Québec a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations et les parcs éoliens situés dans la province de Québec. Certaines installations sont tenues de fournir une quantité maximale et une quantité minimale convenues d'électricité au cours de chacune des périodes de 12 mois consécutifs. Les CAÉ venant à expiration sont renégociés en vertu des droits de renouvellement de la Société.

Installations de la Colombie-Britannique

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 40 ans et qui viennent à expiration entre 2023 et 2057, British Columbia Hydro and Power Authority a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées dans la province de la Colombie-Britannique.

Le 16 avril 2018, la Société et la bande indienne Sekw'el'was de Cayoose Creek ont annoncé la conclusion d'une entente avec la British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») relative au renouvellement du CAÉ de la centrale Walden North (le « CAÉ de Walden »). Le nouveau CAÉ de Walden est entré en vigueur le 1er avril 2018 pour une période de 40 ans et est assujetti à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »).

Le 16 avril 2018, la Société a annoncé la conclusion d'une entente avec BC Hydro relative au renouvellement du CAÉ de la centrale Brown Lake pour une période de 40 ans (le « CAÉ de Brown Lake »). Le nouveau CAÉ de Brown Lake est entré en vigueur le 1er avril 2018 et est assujetti à l'approbation de la BCUC. Innergex énergie renouvelable inc.

Dans son ordonnance G-278-19 datée du 8 novembre 2019 (l'« ordonnance de la BCUC »), la BCUC a refusé de déterminer si le CAÉ de Walden et le CAÉ de Brown Lake étaient dans l'intérêt public en l'absence d'un régime intégré des ressources mis à jour et approuvé par BC Hydro. Cependant, la BCUC est prête à envisager d'accepter le renouvellement des CAÉ pour des périodes inférieures à 40 ans afin de permettre la conclusion du prochain régime intégré des ressources de BC Hydro. Les parties au CAÉ de Brown Lake envisageaient de soumettre à la BCUC un CAÉ restructuré d'une durée maximale de trois ans à compter de la date de l'ordonnance de la BCUC, tandis que les parties au CAÉ de Walden n'envisageaient pas, pour l'instant, de le faire.

Installations de l'Ontario

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 30 ans et qui viennent à expiration entre 2025 et 2032, Hydro One Inc. et ses sociétés liées ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées en Ontario.

Installations de l'Europe

Aux termes des CAÉ, dont les durées sont de 15 ans et qui viennent à expiration entre 2024 et 2032, Électricité de France et S.I.C.A.E Oise ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées en France.

Installations des États-Unis

Aux termes d'un CAÉ, d'une durée de 35 ans qui vient à expiration en 2030, Idaho Power Company a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par Horseshoe Bend Hydroelectric Corporation.

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à expiration entre 2036 et 2042, les clients ont convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par Kokomo et Spartan.

b. Autres engagements

i) Centrales hydroélectriques

La Société et ses filiales ont conclu des contrats de redevances et d'autres engagements à l'égard de municipalités environnantes, de propriétaires de terrains et de l'exploitation des centrales hydroélectriques.

Centrale d'Ashlu Creek

La participation dans les actifs du projet sera cédée à une Première Nation en 2049 pour une contrepartie financière symbolique.

Centrale de Boulder Creek

40 % de la participation de la Société dans le projet sera cédée à l'associé, une Première Nation, en 2057, sans contrepartie financière.

Centrale de Big Silver

50 % des actifs du projet seront cédés à l'un des associés des Premières Nations en 2056, sans contrepartie financière.

Installation de Glen Miller

Glen Miller Power, Limited Partnership a conclu un contrat de location de 30 ans se terminant en décembre 2035, à l'égard de l'emplacement en exploitation commerciale. Le contrat de location comporte une option de prolongation de 15 ans selon des modalités à négocier.

Glen Miller Power, Limited Partnership s'est engagée à rendre l'installation au locateur de l'emplacement, à la fin du contrat de location, sans contrepartie.

Harrison Hydro L.P.

La participation dans Douglas Creek Project L.P. et dans Tipella Creek Project L.P. sera cédée à une Première Nation en 2069, sans contrepartie financière.

Centrale de Kwoiek Creek

La propriété du projet par la Société sera transférée en 2054 à l'associé, une Première Nation, sans contrepartie financière.

Installation de Rutherford Creek

Rutherford L.P. a convenu de verser un certain montant aux anciens propriétaires après l'expiration du CAÉ de Rutherford Creek en 2024. Ce montant est fonction de la différence entre le prix de vente d'électricité alors en vigueur et le dernier prix de vente d'électricité aux termes du contrat, ajusté chaque année après la fin de ce contrat à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC au cours des 12 derniers mois. Ce montant correspondra à 35 % des produits bruts attribuables à cette différence, pour la période de 20 ans suivant l'expiration du contrat d'achat d'électricité. La portion du paiement correspondra à 30 % des produits bruts attribuables à cette différence après la période de 20 ans. Cette obligation est garantie par la centrale de Rutherford L.P., mais subordonnée à l'emprunt à terme.

Centrale de Tretheway

Cinquante pour cent de la participation de la Société sera cédée à une Première Nation en 2055, sans contrepartie financière.

Centrale d'Upper Lillooet

Quarante pour cent de la participation de la Société dans le projet sera cédée à l'associé, une Première Nation, en 2057, sans contrepartie financière.

ii) Parcs éoliens

La Société et ses filiales ont conclu des contrats de redevances et d'autres engagements liés à des montants à mettre de côté pour le démantèlement des composantes des parcs éoliens, ainsi que des engagements envers certaines municipalités environnantes, envers des propriétaires de terrains et à l'égard de l'exploitation des parcs éoliens.

Europe

Les filiales françaises ont conclu des engagements qui se rapportent à des baux fonciers et à des contrats d'entretien et de gestion relatifs à l'exploitation des parcs éoliens.

iii) Parcs solaires

Stardale Solar L.P. et Phoebe Energy Project LLC ont conclu des contrats d'exploitation et d'entretien des parcs solaires respectifs.

Hillcrest Solar I, LLC a conclu un accord d'ingénierie, d'achat et de fourniture de transformateurs avec GE Prolec Transformers Inc. pour la construction du projet solaire.

c. Sommaire des engagements

Au 31 décembre 2019, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Années des paiements prévus	Moins d'un an	De 1 à 5 ans	Par la suite	Total
Obligations d'achat	53 649	142 182	276 622	472 453
Contrats de location simple	8 892	44 214	19 763	72 869
Total	62 541	186 396	296 385	545 322

d. Éventualités

La Société est assujettie à diverses réclamations qui surviennent dans le cours normal des activités. La direction estime que des provisions suffisantes ont été constituées dans les comptes. Bien qu'il soit impossible d'estimer l'importance des coûts et des pertes éventuels, le cas échéant, la direction estime que le dénouement de ces éventualités n'aura aucune incidence défavorable sur la situation financière de la Société.

Le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3 300 $ relativement aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et Harrison Hydro L.P. et ses filiales ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board.

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3 181 $ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant de 3 318 $, représentant le capital de 3 181 $ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe de Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. La Société a porté ce montant en réduction des charges d'exploitation dans les comptes consolidés de résultat de l'exercice 2019.

30. INFORMATIONS À FOURNIR CONCERNANT LE CAPITAL

La stratégie de la Société relativement à la gestion de son capital consiste i) à aménager ou à acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi et ii) à distribuer des dividendes stables.

La Société compte atteindre ses objectifs :

- en préservant la capacité de production et en améliorant l'exploitation de ses centrales hydroélectriques, de ses parcs éoliens et de ses parcs solaires;
- en acquérant et en aménageant de nouvelles installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

La Société maintient sa capacité de production en investissant les liquidités nécessaires pour entretenir et constamment mettre à niveau son matériel. La Société investit également chaque année dans une réserve pour travaux d'entretien majeurs afin de financer tout travail d'entretien important des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens ou des installations solaires qui pourrait être nécessaire pour préserver la capacité de production de la Société.

La Société détermine le montant du capital requis, et sa répartition entre la dette et les capitaux propres, aux fins de l'acquisition et de l'aménagement de nouvelles installations de production d'électricité en fonction des caractéristiques propres en matière de stabilité et de croissance de chacune des installations. Cette détermination vise à assurer la distribution d'un dividende stable tout en maintenant un niveau d'endettement acceptable.

La Société détient une réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne. Cette réserve pourrait être utilisée dans le cas où l'encaisse distribuable nette pour n'importe quelle année serait moins élevée que prévu en raison des fluctuations normales en matière d'hydrologie ou de régime de vent, ou encore en raison d'autres facteurs imprévus.

Le capital de la Société est composé des prêts et emprunts à long terme et des capitaux propres. Le total du capital s'élevait à 5 311 015 $ à la fin de l'exercice.

Les capitaux propres de la Société servent principalement à financer le développement de projets. La Société a recours aux prêts et emprunts à long terme pour financer la construction de ses installations. Elle prévoit financer de 70 % à 85 % de ses coûts de construction principalement au moyen de financement par emprunt à long terme sans recours.

Le développement et la construction de nouvelles installations, le développement de projets, les charges liées aux projets potentiels et les autres dépenses d'investissement seront financés au moyen des fonds provenant de l'exploitation des installations de la Société, des emprunts et/ou de l'émission d'actions additionnelles. Si les sources de capital externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'investir les capitaux nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes sera compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables afin de financer le développement ou l'expansion.

En vertu des modalités des facilités de crédit renouvelables, la Société a besoin de maintenir un ratio de levier financier et un ratio de couverture des intérêts. Si les ratios ne sont pas atteints, le prêteur a la capacité de rappeler la facilité.

En ce qui concerne le financement sans recours propre à des projets précis, certaines filiales de la Société doivent maintenir un ratio de couverture de la dette minimal. Si les ratios du financement d'un projet en particulier ne sont pas atteints, les prêteurs pourraient rappeler ce prêt. Certaines clauses financières restrictives pourraient également empêcher les filiales de verser des distributions à la Société.

Toutes les clauses restrictives sont revues sur une base régulière par la Société. Au 31 décembre 2019, sauf indication contraire, la Société et ses filiales respectaient toutes les conditions financières et non financières importantes liées à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté ou CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de ces filiales de virer des fonds à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations. Au 31 décembre 2019, le projet de Mesgi'g Ugju's'n s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit. Un manquement a été déclenché par la faillite d'un fournisseur considéré comme un participant majeur du projet dans le cadre de l'accord de crédit. Une dérogation a été obtenue et a ensuite été prolongée jusqu'au 31 mars 2020. Un plan a été mis en place pour assurer la continuité des opérations du projet. Un dialogue permanent et des rapports sont fournis aux prêteurs du projet jusqu'à ce que cette situation soit résolue. Le projet était en conformité avec l'ensemble des clauses financières. Étant donné que le prêteur a le droit d'exiger un remboursement, l'emprunt a été réaffecté à la tranche à court terme des prêts et emprunts à long terme.

Les objectifs, les politiques et les procédures en matière de gestion de capital de la Société visent à assurer la stabilité et la durabilité du dividende à payer à ses actionnaires et le développement ou l'acquisition d'installations de production d'énergie. Les objectifs étaient identiques pour les exercices précédents.

31. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs opérationnels

La Société produit et vend l'électricité générée par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et ses installations solaires à des sociétés de services publics ou à d'autres contreparties solvables. La direction de la Société analyse les résultats et gère les opérations en fonction du type de technologie, ce qui donne lieu à des structures de coûts et à des exigences différentes en matière de compétences pour les équipes opérationnelles. Par conséquent, la Société compte trois secteurs opérationnels : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne et c) la production solaire.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, parallèlement à la conclusion d'une entente visant la vente de sa participation dans HS Orka et parallèlement à la vente ultérieure de cette dernière, le secteur de la production géothermique de la Société a été reclassé dans les activités abandonnées (voir la note 4).

La direction de la Société évalue le rendement de ses secteurs opérationnels en fonction des produits et du BAIIA ajusté. Au cours de l'exercice, la direction a révisé ses informations sectorielles afin de mieux refléter la façon dont elle évalue le rendement de ses secteurs opérationnels. Certaines affectations corporatives (comme les frais généraux et administratifs) qui avaient été effectuées antérieurement ont été abandonnées afin de différencier le rendement opérationnel du rendement corporatif. De plus, en mettant l'accent sur certaines mesures, l'information révisée clarifie la manière dont la direction évalue le rendement de ses secteurs opérationnels. Les participations de la Société dans des coentreprises et des entreprises associées ont également augmenté considérablement en 2018 à la suite de certaines acquisitions d'entreprises. Ainsi, en incluant l'apport des coentreprises et des entreprises associées aux principales mesures de rendement, l'information révisée reflète mieux les récents changements structurels de la Société. Certains chiffres comparatifs ont été retraités afin de les rendre conformes à la présentation révisée.

Les « produits proportionnels » visent les produits, plus la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex. Le « BAIIA ajusté » représente le bénéfice net (la perte nette) avant la charge d'impôt, les charges financières, les amortissements, ajustés pour exclure 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. Le « BAIIA ajusté proportionnel » représente le BAIIA ajusté, plus la quote-part de la Société du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. La « marge du BAIIA ajusté » représente le BAIIA ajusté divisé par les produits. Le BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel et la marge du BAIIA ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel et la marge du BAIIA ajusté ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS.

À l'exception du BAIIA ajusté, du BAIIA ajusté proportionnel et de la marge du BAIIA ajusté décrits ci-dessus, les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables ». La Société comptabilise à la valeur comptable les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion.

Exercice clos le 31 décembre 2019 Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	218 918	304 724	33 400	557 042
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	64 761	37 020	2 118	103 899
Produits proportionnels sectoriels	283 679	341 744	35 518	660 941
BAIIA ajusté sectoriel	170 023	253 606	31 034	454 663
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	48 011	21 619	954	70 584
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	218 034	275 225	31 988	525 247
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	78 %	83 %	93 %	82 %

Au 31 décembre 2019	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs[1]
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	188 559	228 999	15 582	433 140
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	2 102	12 753	954	15 809
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	526 658	318 429	845 087

1. Les totaux des secteurs comprennent uniquement les projets en exploitation.

Exercice clos le 31 décembre 2018 Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	238 724	223 579	19 115	481 418
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	53 816	28 569	883	83 268
Produits proportionnels sectoriels	292 540	252 148	19 998	564 686
BAIIA ajusté sectoriel	188 476	186 281	17 604	392 361
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	41 162	16 454	(244)	57 372
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	229 638	202 735	17 360	449 733
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	79 %	83 %	92 %	82 %

Au 31 décembre 2018	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs[1]
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	205 483	187 156	17 574	410 213
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	8 368	803	386	9 557

1. Les totaux des secteurs comprennent uniquement les projets en exploitation.

Le rapprochement du BAIIA ajusté sectoriel et de la marge du BAIIA ajusté avec la mesure conforme aux IFRS la plus comparable, soit le bénéfice net (la perte nette) lié(e) aux activités poursuivies, est présenté dans le tableau suivant :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
BAIIA ajusté sectoriel	454 663	392 361
Charges non attribuées :		
Frais généraux et administratifs	32 583	23 463
Projets potentiels	12 905	16 719
BAIIA ajusté	409 175	352 179
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(36 469)	(47 596)
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	49 933	(12 958)
Autres (produits) charges, montant net	(104 643)	12 183
BAIIA	500 354	400 550
Charges financières	231 766	195 834
Amortissements	194 579	151 256
Dépréciation de frais de développement de projets	8 184	—
Charge d'impôt	118 851	27 245
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	(53 026)	26 215

Secteurs géographiques

Au 31 décembre 2019, et exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, lesquels sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, la Société avait des participations dans les actifs d'exploitation suivants soit : 29 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, 15 parcs éoliens en France ainsi qu'une centrale hydroélectrique, un parc éolien et trois parcs solaires aux États-Unis. Le tableau suivant présente des détails à l'égard des quatre principaux secteurs géographiques dans lesquels la Société exerce ses activités :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018
Produits		
Canada	435 069	387 679
France	94 474	87 016
États-Unis	27 499	6 723
	557 042	481 418

Au	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé[1]		
Canada	3 629 942	3 757 207
France	891 764	956 214
États-Unis	1 293 983	555 350
Chili	142 268	154 299
	5 957 957	5 423 070

1. Comprend les participations dans les coentreprises et entreprises associées.

Principaux clients

Les principaux clients sont des clients externes dont les transactions avec la Société représentent 10 % ou plus des produits annuels de la Société. La Société a identifié trois principaux clients. Les ventes de la Société à ces principaux clients sont les suivantes :

Principaux clients	Secteur	Exercices clos les 31 décembre 2019	2018
British Columbia Hydro and Power authority	Production hydroélectrique	158 197	170 048
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	249 004	185 088
Électricité de France	Production éolienne	91 701	84 484
		498 902	439 620

32. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Alliance stratégique et placement privé avec Hydro-Québec

Le 6 février 2020, la Société a annoncé qu'elle avait formé une alliance stratégique avec Hydro-Québec pour accélérer ses stratégies de croissance. Hydro-Québec a également pris un engagement initial d'investir 500 000 $ dans de futurs projets d'énergie renouvelable conjointement avec la Société.

Hydro-Québec a investi 661 000 $ par l'intermédiaire d'un placement privé des actions ordinaires d'Innergex, à un prix de 19,08 $ par action, ce qui représente un total de 34 637 000 actions. Avec ce placement privé, Hydro-Québec est maintenant un important investisseur stratégique dans la Société, détenant 19,9 % des actions ordinaires émises et en circulation sur une base non diluée.

Le 7 février 2020, la Société a remboursé 391 588 $ sur les facilités de crédit renouvelables et, le 14 février 2020, a remboursé le montant restant des facilités de crédit renouvelables de 142 547 $, soit un total de 534 135 $.

33. CHIFFRES COMPARATIFS

Certains reclassements ont été effectués dans les états financiers de l'exercice précédent afin d'améliorer la comparabilité avec les états financiers consolidés de l'exercice en cours.

Par conséquent, certains postes ont été modifiés dans l'état consolidé de la situation financière, le compte consolidé de résultat et des autres éléments du résultat global, l'état consolidé des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie ainsi que dans les notes afférentes aux états financiers. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude.

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

Siège social

1225, rue Saint-Charles Ouest, 10e étage
Longueuil (Québec)
J4K 0B9
Tél. 450 928-2550
Téléc. 450 928-2544
innergex.com

Relations avec les investisseurs
Jean-François Neault
Chef de la direction financière
Tél. 450 928-2550 x1207
jfneault@innergex.com

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Pour toute demande de renseignements concernant les certificats d'actions, le paiement de dividendes, un changement d'adresse, ou la livraison électronique de documents destinés aux actionnaires, veuillez communiquer avec :

AST Trust Company (Canada)
2001, boul. Robert-Bourassa, bureau 1600
Montréal (Québec)
H3A 2A6
Tél. 1 800 387.0825
416 682.3860
demandes@astfinancial.com

Actions ordinaires - TSX : INE

Innergex énergie renouvelable inc. avait 139 405 832 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 16,86 $ l'action, au 31 décembre 2019.

Actions privilégiées de série A - TSX : INE.PR.A

Innergex énergie renouvelable inc. a 3 400 000 actions privilégiées de série A en circulation, d'une valeur nominale de 25 $ et versant un dividende privilégié annuel au comptant de 0,902 $ l'action, payable trimestriellement le 15e jour de janvier, avril, juillet et octobre. Les actions privilégiées de série A ne sont pas rachetables par la Société avant le 15 janvier 2021.

Actions privilégiées de série C - TSX : INE.PR.C

Innergex énergie renouvelable inc. a 2 000 000 d'actions privilégiées de série C en circulation, d'une valeur nominale de 25 $ et versant un dividende à taux fixe privilégié annuel au comptant de 1,4375 $ l'action, payable trimestriellement le 15e jour de janvier, avril, juillet et octobre. Les actions privilégiées de série C sont rachetables par la Société depuis le 15 janvier 2018.

Débentures convertibles - TSX : INE.DB.B

Innergex énergie renouvelable inc. a des débentures convertibles d'un capital global de 150,0 M$, portant intérêt au taux de 4,75 % et payables semestriellement le 30 juin et le 31 décembre de chaque année, à compter du 31 décembre 2018. Les débentures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 20,00 $ l'action, soit un taux de conversion de 50 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 $ de débentures. Les débentures convertibles arriveront à échéance le 30 juin 2025 et ne seront pas rachetables avant le 30 juin 2021.

Débentures convertibles - TSX : INE.DB.C

Innergex énergie renouvelable inc. a des débentures convertibles d'un capital global de 143,75 M$, portant intérêt au taux de 4,65 % et payables semestriellement le 31 octobre et le 1er avril de chaque année, à compter du 30 avril 2020. Les débentures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 22,90 $ l'action, soit un taux de conversion de 43,6681 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 $ de débentures. Les débentures convertibles arriveront à échéance le 31 octobre 2024 et ne seront pas rachetables avant le 31 octobre 2022.

Notes de crédit attribuées par Standard & Poor's

Innergex énergie renouvelable Inc.	BBB-
Actions privilégiées de série A	P-3
Actions privilégiées de série C	P-3

Dividende

Le 27 février 2020, le conseil d'administration a annoncé une augmentation de 0,02 $ du dividende annuel que la Société a l'intention de verser à ses porteurs d'actions ordinaires, passant de 0,70 $ à 0,72 $ annuellement par action ordinaire, payable trimestriellement. Cette augmentation reflète l'exécution de la stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société. Il s'agit de la septième augmentation de dividende annuelle consécutive de 0,02 $.

Régime de réinvestissement de dividendes (RRD)

Innergex énergie renouvelable inc. offre un RRD à l'intention de ses porteurs d'actions ordinaires. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquérir des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces. Pour plus de renseignements à propos du RRD de la Société, veuillez visiter notre site Web au innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie AST (Canada), l'agent responsable du RRD. Veuillez noter que, si vous souhaitez adhérer au RRD mais détenez vos actions par l'entremise d'un courtier ou d'une institution financière, vous devez communiquer avec cet intermédiaire et lui demander d'adhérer au RRD en votre nom.

Auditeur indépendant

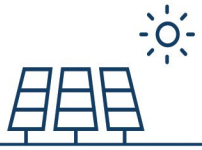
KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L

This document is available in English.
For an electronic version, please visit our website at innergex.com.
For hard copies, please contact info@innergex.com.

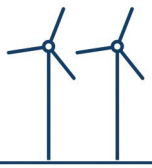
INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

LE TEMPS EST À L'OPTIMISME



La transition vers une économie sans carbone est à notre portée. Plus que jamais, Innergex concentre ses actions sur la lutte aux changements climatiques.



Nous créons un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable, et c'est pourquoi nous pouvons croire en un futur prospère pour nous tous.

innergex.com