

# RAPPORT ANNUEL

AU 31 DÉCEMBRE 2018

MESSAGE AUX  
ACTIONNAIRES  
06

RAPPORT  
DE GESTION  
08

RESPONSABILITÉ  
DE L'INFORMATION  
FINANCIÈRE  
87

RAPPORT DE L'AUDITEUR  
INDÉPENDANT  
88

ÉTATS FINANCIERS  
CONSOLIDÉS  
92

NOTES COMPLÉMENTAIRES  
AUX ÉTATS FINANCIERS  
CONSOLIDÉS  
100

## INNERGEX

Énergie renouvelable.  
Développement durable.

Innergex énergie renouvelable inc. est un important producteur indépendant canadien d'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la Société développe, acquiert, possède et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des centrales géothermiques et exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France, au Chili et en Islande. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débetures convertibles sous les symboles INE.DB.A et INE.DB.B.

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

## L'exercice 2018 en chiffres

2	7	14	176	3 062
Innergex s'est implantée dans <b>2 nouveaux pays</b> , soit l'Islande et le Chili, grâce à ses acquisitions.	Innergex a réalisé <b>7 acquisitions</b> , y compris sa plus grande acquisition à ce jour, soit l'acquisition d'Alterra Power Corp.	Innergex a ajouté <b>14 nouvelles installations en exploitation</b> à son portefeuille d'actifs.	Innergex a enregistré <b>une hausse de ses produits</b> de 176,4 M\$ pour 2018 en comparaison de 2017.	La <b>puissance installée brute</b> d'Innergex s'est accrue de 1 222 MW au cours de l'exercice pour atteindre 3 062 MW.

## Puissance installée

	Brute <sup>1</sup>	Nette <sup>2</sup>
Hydro	1 181	797
Éolien	1 629	1 139
Solaire	78	52
Géothermique	174	94
<b>TOTAL</b>	<b>3 062</b>	<b>2 082</b>

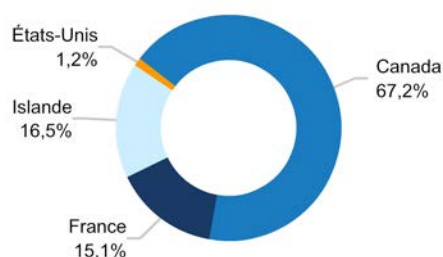
1. La puissance installée brute représente la puissance totale des installations en exploitation d'Innergex.

2. La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innergex en fonction de sa participation dans chacune des installations.

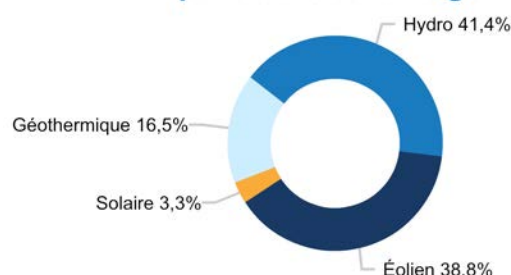
## Installations

	En exploitation	En développement
Hydro	37	3
Éolien	25	1
Solaire	4	4
Géothermique	2	—
<b>TOTAL</b>	<b>68</b>	<b>8</b>

## Produits consolidés de 2018 par pays



## Produits consolidés de 2018 par source d'énergie



## FAITS SAILLANTS FINANCIERS

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)	Exercices clos le 31 décembre		
	2018	2017	2016
<b>RÉSULTATS D'EXPLOITATION</b>		montants retraités <sup>4</sup>	
Production (MWh)	6 283 436	4 394 210	3 521 645
Produits	576 616	400 263	292 785
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	385 081	298 728	215 983
Marge du BAIIA ajusté <sup>1</sup>	66,8 %	74,6 %	73,8 %
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex <sup>1,2</sup>	74 026	9 615	8 385
BAIIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	459 107	308 343	224 368
Bénéfice net	25 718	19 136	32 043
Bénéfice net ajusté <sup>1</sup>	26 956	15 662	29 076
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	209 391	192 451	76 753
Flux de trésorerie disponibles <sup>1,3</sup>	105 125	87 207	75 702
Ratio de distribution <sup>1,3</sup>	86 %	82 %	91 %

### ACTIONS ORDINAIRES

Dividendes déclarés	90 215	71 621	68 524
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	130 030	108 427	106 883

### SITUATION FINANCIÈRE

Total de l'actif	6 481 284	4 190 456	3 604 204
Total du passif	5 521 723	3 737 194	3 118 972
Participations ne donnant pas le contrôle	329 769	14 920	14 712
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	629 792	438 342	470 520

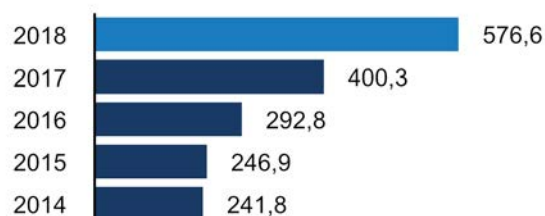
1. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, le bénéfice net ajusté, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent 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.

2. Pour plus d'information sur le calcul de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées ».

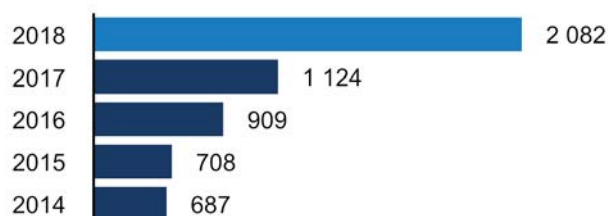
3. Pour plus d'information sur le calcul et une explication des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution de la Société, se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution ».

4. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».

### Produits (en millions de \$)



### Puissance installée nette (MW)



# POUR QUE TOUS BÉNÉFICIENT D'UNE PLANÈTE EN SANTÉ

**100%**  
ÉNERGIE  
RENOUVELABLE

Innergex énergie renouvelable inc. s'engage à développer et à exploiter des projets de manière durable, en accord avec les valeurs qui nous guident depuis presque trois décennies. Celles-ci nous incitent à agir de façon responsable, dans le respect de normes de gouvernance rigoureuses. Investir dans le capital humain et prendre soin de notre planète, tout en créant de la valeur pour les actionnaires et en partageant les profits, demeure la force motrice de notre stratégie de développement.

## LES PERSONNES

Nos relations sont le gage de notre succès

Nos réalisations sont le fruit du travail des employés talentueux qui constituent l'équipe d'Innergex ainsi que de nos communautés partenaires. Ces accomplissements s'insèrent dans notre mission tout en contribuant au développement économique durable. Innergex est fière d'offrir des lieux de travail sécuritaires et sains, une rémunération juste, ainsi que de généreux avantages sociaux. Afin d'attirer et de retenir les talents, nous proposons également un environnement de travail stimulant, avec des défis contribuant au développement personnel, ainsi qu'une culture encourageant le travail d'équipe et l'action responsable. Nos communautés hôtes regorgent de capital social et de vision afin de créer des occasions de croissance économique à long terme.

## LA RÉTENTION DES TALENTS

est une priorité chez Innergex.

**19%** de nos employés  
sont en poste  
depuis plus de



Au 31 décembre 2018,  
Innergex comptait sur une équipe de

**360** An icon of a hand holding a heart, symbolizing care, support, or passion.

**EMPLOYÉS  
TALENTUEUX ET  
PASSIONNÉS**

## LA PLANÈTE

### Mener la transition vers une économie sans carbone

Chez Innergex, nous croyons que la durabilité n'est pas seulement dans ce que nous faisons, mais aussi dans la façon dont nous nous y prenons. Notre succès est fondé sur le développement de bons projets, ce qui pour nous signifie des projets acceptés par les communautés locales, respectueux de l'environnement et économiquement viables tant pour nous que pour nos parties prenantes. En d'autres mots, des projets qui trouvent un juste équilibre entre les considérations sociales, environnementales et économiques. Ultiment, c'est agir de façon responsable.

Durant leur exploitation, aucune quantité importante de GES n'est émise par les installations d'Innergex, et elles produisent également de l'électricité qui réduit les émissions de GES. Au cours de l'année 2018, les émissions compensées par la production d'électricité propre et renouvelable d'Innergex s'élevaient à

**5 352 657** tonnes de CO<sub>2</sub>

soit l'équivalent de retirer 1 136 445 voitures à essence des routes<sup>1</sup>.

Notre mission est d'alimenter le monde de demain en accroissant notre production d'énergie renouvelable.

L'an dernier, nous avons alimenté l'équivalent de

**867 734**



foyers en énergie propre et renouvelable<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Selon la production consolidée 2018 plus la quote-part des coentreprises et entreprises associées d'Innergex, 7 569 327 000 kWh et calculée via : <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator>

<sup>2</sup> Selon la production consolidée 2018 plus la quote-part des coentreprises et entreprises associées d'Innergex dans chaque pays où nous sommes actifs, divisée par la consommation locale moyenne des foyers, fournie par le World Energy Council (2014).

## LES PROFITS

### Viser une croissance qui crée de la valeur et partage la richesse

Pour qu'Innergex se maintienne en tête, il est essentiel d'accroître la valeur pour les actionnaires grâce à une croissance stratégique. Le partage de ce succès peut aussi agir comme catalyseur pour que des communautés saisissent des occasions de développement économique. Nous croyons que la collaboration est porteuse du succès futur de la production d'énergie renouvelable.

Grâce à son programme de dons et commandites, la Société a soutenu plus de

**120** 

**ORGANISMES  
AU CANADA**

Les actionnaires apprécient la robustesse de notre croissance. En février 2019, Innergex a affiché la sixième augmentation de 0,02 \$ de son dividende annuel, soit un

**DIVIDENDE  
ANNUEL DE**

**0,70 \$** /action

## MESSAGE AUX ACTIONNAIRES

### RACINES PROFONDES, CROISSANCE STRATÉGIQUE

Forte de sa mission de produire de l'énergie exclusivement de sources renouvelables, Innergex a accompli les objectifs de son plan stratégique 2015-2020 avec deux ans d'avance et s'est positionnée avantageusement pour saisir les occasions de croissance que les énergies renouvelables ont à offrir aujourd'hui et qui façonneront demain. Avec une puissance installée nette dépassant les 2 000 MW, une présence dans de nouveaux marchés et une avancée dans des technologies novatrices, toute l'équipe d'Innergex s'affaire au rayonnement de la Société et à la réalisation de nouveaux projets à venir.

Il y a bientôt 30 ans qu'Innergex mise sur l'énergie renouvelable. Ce choix, visionnaire à l'époque, demeure en phase avec nos valeurs et s'avère de plus en plus une excellente stratégie d'affaires. Il a guidé les actions énoncées dans notre plan stratégique et a motivé les efforts de nos employés dans la préparation de l'expansion domestique et à l'international. Nous sommes fiers de notre année 2018, au cours de laquelle notre équipe nouvellement élargie a su démontrer son savoir-faire et propulsé Innergex vers de nouveaux sommets en concrétisant de nombreuses acquisitions et en poursuivant le développement de nos activités.

Notre croissance rapide s'explique par l'acquisition d'**Alterra Power Corp.** en février dernier. L'importante transaction de 1,1 G\$ de dollars ajoute des installations d'une grande qualité, ce qui diversifie notre portefeuille de production, consolide notre position au Canada et élargit notre présence géographique. Nous gagnons aussi un portefeuille de projets prometteurs auxquels nous allons insuffler notre énergie et dédier les ressources pour poursuivre notre croissance dans les prochaines années.

Notre stratégie visait aussi une percée à l'international, réalisée notamment grâce à l'acquisition d'une participation de 50 % dans l'entreprise chilienne **Energía Llaima**, conclue en juillet. Notre présence s'étend désormais à l'Amérique latine, un marché au large potentiel. Nous pourrions y offrir l'expertise que nous avons développée en hydroélectricité dans un nouvel environnement et bénéficier de la grande connaissance du marché chilien qu'ont nos partenaires locaux. Innergex pourra aussi s'insérer dans les nouvelles tendances qui façonneront l'avenir des marchés énergétiques globaux.

En octobre, Innergex a complété l'acquisition des **parcs éoliens et des entités d'exploitation Cartier** qu'elle détenait déjà en partie. Après avoir fondé Cartier et avoir contribué à la mise en service ainsi qu'à l'exploitation des parcs depuis les débuts, il était tout naturel d'accueillir ces activités au sein de notre Société. Ces parcs sont entretenus par une équipe chevronnée et innovante, qui peut désormais mettre son talent au service de l'ensemble des activités éoliennes d'Innergex afin de créer des synergies et de polliniser les meilleures pratiques à travers notre organisation.

À ces acquisitions s'ajoute celle de la participation de Ledcor dans les centrales hydroélectriques de **Creek Power Inc.** portant notre propriété à 100 % de celles-ci. Au total, une belle récolte d'actifs qui produiront de l'énergie renouvelable à long terme et dont nous comptons tirer la pleine valeur.

### EXPERTISE DÉMONTRÉE, AVENUES NOVATRICES

Dans l'État du Texas, aux **États-Unis**, nous construisons actuellement nos plus grands projets éolien et solaire à ce jour : Foard City (353 MW) s'ajoutera à nos deux parcs éoliens locaux et Phoebe (250 MW<sub>CA</sub>) deviendra pour sa part l'un des plus grands parcs solaires de l'État. Ceci démontre qu'Innergex possède l'expertise et la masse critique pour se lancer dans des projets de taille. Notre histoire de développement de projets durables ainsi que notre capacité d'adaptation soutiennent notre démarche de croissance sensée et qui répond aux attentes du marché. Ailleurs au pays, des projets comme Hillcrest Solar en Ohio nous servent de tremplin vers les régions où l'énergie renouvelable est encore peu présente.

Innergex continuera à surveiller la situation au **Canada**, notamment avec les nouveaux appels d'offres en Saskatchewan, ou en réponse aux besoins de communautés autochtones, de municipalités ou d'entreprises privées.

En **France**, on valorise l'approche, chère à Innergex, de consulter les collectivités locales pour monter des projets et nous désirons miser sur cette force pour y poursuivre notre développement. De plus, l'intérêt pour les énergies renouvelables est soutenu et présage d'une importante croissance.

Par notre présence au **Chili**, nous comptons développer notre participation dans l'éolien et le solaire tout en poursuivant nos activités de développement en hydroélectricité. Notre objectif est d'y obtenir un portefeuille de production diversifié tant d'un point de vue technologique que géographique.

Nos projets sont aussi l'occasion d'innover. Nous sommes emballés par la perspective de développer deux projets solaires photovoltaïques avec **stockage d'énergie par batteries** à Hawaii grâce aux contrats d'achat d'électricité que nous avons signés. Le stockage améliore la stabilité du réseau et permet de maximiser l'utilisation des énergies renouvelables. Innergex accumulera ainsi des connaissances poussées en stockage afin de proposer des solutions complémentaires à la production renouvelable. Nous avons l'intention de participer à l'essor de l'offre de technologies de pointe qui sauront soutenir les réseaux électriques intelligents et qui faciliteront le déploiement des énergies renouvelables.

Le visage des marchés change, ce qui requiert aussi de l'innovation. Avec le **parc solaire thermique** de Pampa Elvira au Chili, nous fournissons de l'eau chaude à un client industriel où les réservoirs servent également au stockage de chaleur. Les enseignements de cette première expérience au-delà du secteur électrique seront utiles pour comprendre comment offrir d'autres formes d'énergie renouvelable avec capacité de stockage. C'est aussi l'occasion de travailler avec de nouveaux types de clients.

Voilà autant de jalons marquants pour notre histoire et qui font notre fierté. Ils sont aussi importants pour notre développement à long terme, alors que le paysage énergétique change et qu'il faut être attentif aux besoins qui émergeront dans les divers marchés où nous sommes désormais présents.

Des actifs rentables, une anticipation des tendances des marchés et une audace technologique sont autant d'éléments qui nous donnent confiance en notre capacité à développer l'énergie renouvelable de demain.

## DÉVELOPPEMENT DURABLE, ÉQUIPE CHEVRONNÉE

Nos valeurs fondamentales guident nos décisions au quotidien. Nous sommes fiers de produire **exclusivement de l'énergie renouvelable** pour un environnement sain. Au-delà d'une énergie décarbonisée, nous sommes soucieux d'intégrer nos installations à leur environnement naturel et de contribuer à l'épanouissement de nos communautés hôtes. Notre nombre croissant d'employés travaillent activement à réaliser notre philosophie des **trois P : planète, personnes, profits**. C'est pourquoi nous leur offrons un milieu de travail collaboratif et motivant. Ces démarches de durabilité ont été détaillées dans des feuillets que nous continuerons d'étoffer.

Ce mélange unique de caractéristiques fait d'Innergex un partenaire de choix pour développer des installations d'énergie durable. En plus des enjeux environnementaux et sociaux auxquels nous accordons une très grande importance, le développement durable passe selon nous par une optimisation des coûts d'approvisionnement en énergie renouvelable pour les consommateurs. Nous nous efforçons donc d'être efficaces dans le développement de projets afin de rendre le prix de l'électricité renouvelable abordable pour tous.

**Nos employés** sont le moteur d'Innergex en raison de leur talent et engagement. C'est grâce à eux que nous pouvons nous démarquer tout en restant fidèles à nos valeurs. Nous les remercions de leurs efforts. Ils font notre fierté en mettant en place les solutions pour un futur plus durable pour tous.

Nous sommes aussi choyés d'être soutenus par nos **actionnaires**. Leur conscience sociale et leur désir de contribuer à la transition énergétique nous motivent et donnent à Innergex les moyens d'être un exemple de croissance durable, soucieuse des gens, de la planète et des profits.

Soulignons enfin que les succès d'Innergex seraient inimaginables sans nos clients, bailleurs de fonds, communautés locales, fournisseurs, et bien entendu tous nos partenaires, que nous remercions de leur confiance et soutien. Forts de ces appuis, nous poursuivrons nos actions pour améliorer le bien-être des collectivités et de l'environnement.

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 l'exercice clos le 31 décembre 2018. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 27 février 2019, 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 2018.

Les états financiers consolidés audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, ainsi que les données comparables de 2017, 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 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](http://sedar.com) ou sur le site Web de la Société à l'adresse [innergex.com](http://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	9	Renseignements financiers trimestriels	46
Stratégie de la Société	11	Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	47
Indicateurs de rendement clés	14	Filiales à moins de 100 %	58
Information annuelle choisie	15	Transactions entre parties liées	66
Faits saillants de l'exercice 2018	17	Mesures non conformes aux IFRS	66
Résultats d'exploitation	22	Information prospective	68
Structure du capital-actions	30	Risques et incertitudes	72
Situation financière	32	Jugements comptables critiques	81
Liquidités et ressources en capital	36	Modifications de méthodes comptables	82
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	38	Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	84
Performance financière prévue	40	Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société	85
Information sectorielle	41		



## VUE D'ENSEMBLE

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

### Portefeuille d'actifs

En date du présent rapport de gestion, la Société détient des participations dans trois groupes de projets de production d'électricité, soit les installations en exploitation, les projets en développement et les projets potentiels.

#### Installations en exploitation

	Nombre d'installations en exploitation	Puissance installée (MW)	
		Brute <sup>1</sup>	Nette <sup>2</sup>
<b>HYDRO</b>			
Canada	33	1 019	713
États-Unis	1	10	10
Chili	3	152	74
Total partiel	37	1 181	797
<b>ÉOLIEN</b>			
Canada	8	908	714
France	15	317	221
États-Unis	2	404	204
Total partiel	25	1 629	1 139
<b>SOLAIRE<sup>3</sup></b>			
Canada	1	27	27
États-Unis	2	17	16
Chili	1	34	9
Total partiel	4	78	52
<b>GÉOTHERMIQUE</b>			
Islande	2	174	94
Total	68	3 062	2 082

<sup>1</sup> La puissance installée brute représente la puissance totale de toutes les installations en exploitation d'Innergex.

<sup>2</sup> La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innergex en fonction de sa participation dans chacune des installations.

<sup>3</sup> La puissance installée des parcs solaires s'exprime non plus en MW<sub>CC</sub> mais en MW<sub>CA</sub> depuis le 27 février 2019.

La Société détient et exploite 68 installations qui ont été mises en service commercial (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1978 et mars 2018, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 9,6 années.

Elles vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, des contrats de couvertures du prix de l'électricité ou des contrats industriels et de détail à court et long terme (chacun, un « CAÉ ») à des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables. La durée moyenne pondérée restante des CAÉ est de 15,6 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 pour gérer l'exposition au risque du prix du marché. En ce qui a trait aux installations en exploitation en Islande, la majeure partie de l'électricité qu'elles produisent est vendue à quelques clients industriels et commerces de détail qui, dans certains cas, détiennent un CAÉ à long terme. 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.

Le 16 avril 2018, le CAÉ de la centrale hydroélectrique Brown Lake située en Colombie-Britannique a été renouvelé pour une durée de 40 ans, de même que le CAÉ de la centrale hydroélectrique Walden North située également en Colombie-Britannique. Les deux contrats sont assujettis à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission qui devrait être accordée au milieu de l'exercice 2019.

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 relatif à la centrale hydroélectrique Chaudière, située au Québec, arrivera 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. Des discussions sur les modalités de renouvellement auront lieu au cours des prochains mois.

## Projets en développement

	Nombre de projets en développement	Puissance installée (MW)	
		Brute <sup>1</sup>	Nette <sup>2</sup>
<b>HYDRO</b>			
Islande	1	10	5
Chili	2	125	47
Total partiel	3	135	52
<b>ÉOLIEN</b>			
États-Unis <sup>3</sup>	1	353	353
<b>SOLAIRE<sup>4</sup></b>			
États-Unis	4	495	495
Total	8	983	900

1. La puissance installée brute représente la puissance totale des projets en développement d'Innergex.

2. La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innergex en fonction de sa participation dans chacune des installations.

3. L'obtention de certains permis pour le projet éolien Foard City a été retardée ce qui pourrait mener à une diminution de la taille du projet. Pour un complément d'information sur les projets en développement, se reporter à la rubrique « Faits saillants de 2018 ».

4. La puissance installée des parcs solaires s'exprime non plus en MW<sub>CC</sub> mais en MW<sub>CA</sub> depuis le 27 février 2019.

La Société détient une participation dans huit projets en développement, dont trois sont en construction. La mise en service commerciale de ces projets est prévue entre 2019 et 2022 (les « projets en développement »). Pour un complément d'information sur les projets en développement, se reporter à la rubrique « Faits saillants de 2018 ».

## Projets potentiels

	Projets potentiels				
	Puissance prévue brute (MW) <sup>1</sup>				
	Hydro	Éolien	Solaire	Géothermique	Total
Canada	1 007	4 825	400	—	6 232
États-Unis	—	920	95	—	1 015
France	—	205	—	—	205
Islande	220	—	—	160	380
Chili	125	162	28	—	315
Total	1 352	6 112	523	160	8 147

1. Au 27 février 2019, seule la puissance installée brute des projets potentiels sera fournie étant donné que la puissance nette à cette étape-ci est trop variable.

La Société détient également une participation dans de nombreux projets potentiels, lesquels sont à différents stades de développement. Des droits de propriété foncière, pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation 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 »).

Certains projets potentiels visent des appels d'offres futurs annoncés et d'autres projets potentiels sont maintenus ou continuent de progresser et pourront faire l'objet d'appels d'offres futurs qui ne sont pas encore annoncés ou visent des CAÉ négociés avec des sociétés de services publics, des entreprises financières, commerciales et de détail ou divers arrangements au Canada ou dans d'autres pays comme la France, les États-Unis, le Chili ou l'Islande. La liste de projets potentiels est revue régulièrement 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.

## STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société est de développer ou d'acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité, lesquelles génèrent des flux de trésorerie constants et un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté au risque, et de distribuer un dividende durable.

### Production d'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.

### Maintien de la diversification des sources d'énergie

La Société s'emploie 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, de l'ensoleillement et des ressources géothermiques. 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.

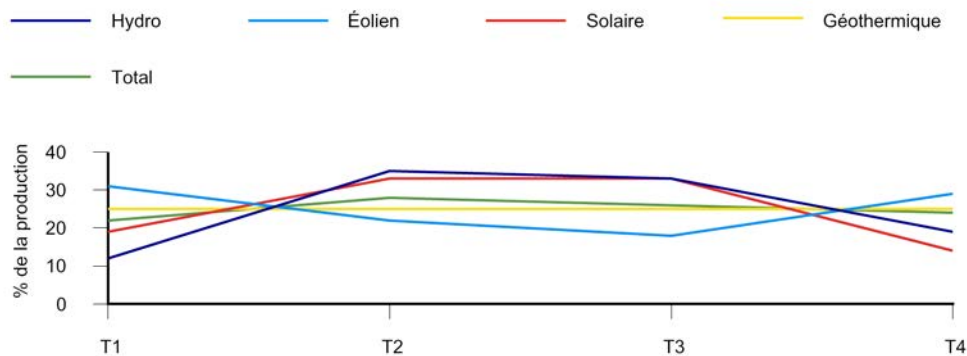
Innergex possède des participations dans 37 centrales hydroélectriques localisées sur 31 bassins versants, 25 parcs éoliens, 4 parcs solaires et 2 centrales géothermiques, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits. De plus, compte tenu de la nature de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne, solaire et géothermique, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant :

En GWh et %	Production moyenne à long terme consolidée et saisonnalité trimestrielle <sup>1</sup>									
	T1		T2		T3		T4		Total	
HYDRO	370	12 %	1 065	35 %	1 002	33 %	581	19 %	3 018	41 %
ÉOLIEN	945	31 %	658	22 %	563	18 %	885	29 %	3 051	41 %
SOLAIRE	12	19 %	21	33 %	21	33 %	9	14 %	63	1 %
GÉOTHERMIQUE	320	25 %	320	25 %	320	25 %	320	25 %	1 280	17 %
<b>Total</b>	<b>1 647</b>	<b>22 %</b>	<b>2 064</b>	<b>28 %</b>	<b>1 906</b>	<b>26 %</b>	<b>1 795</b>	<b>24 %</b>	<b>7 412</b>	<b>100 %</b>

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 27 février 2019.

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, laquelle est présentée à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées ».

## Saisonnalité de la production par source d'énergie



## Établissement de relations stratégiques

Soigner nos relations afin qu'elles se transforment en de partenariats à long terme constitue le fondement de notre stratégie commerciale et de nos valeurs. Nos projets réussissent grâce à l'appui de nos partenaires financiers, commerciaux, autochtones ou municipaux qui détiennent une participation dans nos installations, ainsi qu'à notre conception de la collaboration, de la transparence, de l'intégrité et de la responsabilité.

## Poursuite d'occasions de croissance

La transition vers une économie faible en 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 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.

### Facteurs clés de croissance

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

- la demande en énergie renouvelable;
- les politiques gouvernementales stables et à long terme en matière d'approvisionnement en capacité d'énergie renouvelable par l'entremise d'appels d'offres ou d'autres mécanismes;
- 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 conclure des CAÉ attrayants et à obtenir les permis environnementaux et autres permis requis;
- sa capacité à prévoir convenablement le total des coûts de construction, les produits et les charges pour chaque projet;
- sa capacité à réaliser des acquisitions qui ajoutent de la valeur; et
- 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. Le Cadre s'engage envers l'élimination graduelle de la production d'électricité au charbon d'ici 2030, l'adoption d'une norme nationale sur le carburant à faible teneur en carbone et l'instauration à l'échelle nationale d'un prix pour le carbone à compter de janvier 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 actuellement 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 son acquisition d'Alterra Power Corp., du projet solaire Phoebe et du projet solaire Hillcrest ainsi qu'à ses activités de développement, y compris le projet éolien Foard City, et continuera à évaluer les possibilités à la lumière de l'existence de normes en matière d'offre d'énergie renouvelable dans plusieurs États et de l'approvisionnement accru en énergie renouvelable. Vingt-neuf États, Washington, D.C. et trois territoires ont adopté une norme en matière d'offre d'énergie renouvelable, tandis que huit États et un territoire se sont fixé des objectifs en matière d'énergie renouvelable. Hawaii s'est dotée de la cible la plus ambitieuse, soit de s'approvisionner uniquement en électricité provenant d'énergies renouvelables d'ici 2045, et la Californie est en bonne voie d'atteindre sa cible d'un approvisionnement électrique provenant à 50 % d'énergies renouvelables d'ici la fin de 2030. 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 créera de nouvelles occasions de croissance dans l'industrie. Le Texas a été un chef de file dans le développement de l'énergie éolienne depuis le début des années 1990 et a environ 20 GW de puissance éolienne installée et plus de 5 GW en cours de construction, surpassant ainsi son objectif d'atteindre une puissance d'énergie renouvelable installée de 10 GW d'ici 2025. Il encourage la construction de parcs éoliens en autorisant le Competitive Renewable Energy Zones (CREZ) et présente le meilleur potentiel pour l'énergie solaire aux États-Unis.

Depuis le début des années 2000, la France a mis en place une ambitieuse stratégie de développement de l'énergie renouvelable sur son territoire. À ce jour, le marché français des éoliennes terrestres reste très attractif; il a été annoncé récemment que l'objectif était d'accroître la puissance installée à 35 GW en 2028 (contre 15 GW en 2018). Le gouvernement français a réitéré son engagement ferme envers l'énergie renouvelable par l'adoption d'un certain nombre de mesures visant à accélérer le processus de développement de parcs éoliens terrestres. En France, la structure des contrats à tarifs de rachat garantis antérieure a été remplacée par un système de contrats d'achat d'électricité sur différence. Même si ce cadre devait changer d'ici 2020, les parcs éoliens comptant jusqu'à six turbines pourraient toujours bénéficier d'un contrat sur différence de 20 ans, en vertu duquel ils pourraient vendre leur électricité directement au marché et recevoir la différence entre le prix cible en vertu du contrat et le prix du marché. Les parcs éoliens de plus grande envergure auront la possibilité de participer à des processus d'enchères pour obtenir des contrats sur différence similaires.

Les énergies renouvelables sont de plus en plus présentes au Chili. En 2018, la production d'énergie solaire et éolienne a totalisé 9 165 GWh, ce qui représente une hausse de 44 % par rapport à 2017, soit 11,9 % de la production totale d'énergie. Parallèlement, la contribution des centrales hydroélectriques demeure importante; en 2018, elles représentaient 30,7 % de la production totale (ce qui équivaut à 23 501 GWh), soit une hausse de 7,8 % comparativement à 2017. Le secteur minier, lequel consomme un tiers de la production globale d'énergie au Chili, est également le secteur qui consomme la majeure partie des nouvelles énergies renouvelables. De 2014 à juin 2018, 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 98 centrales électriques seront mises en service en 2019 et produiront environ 2 000 MW d'énergie supplémentaire.

En Islande, un rapport sur la demande en énergie pour la période de 2017-2050 publié par un comité organisé par le « Energy Authority » prévoit une hausse annuelle de la demande de 13 à 16 MW et une hausse totale de la demande de 464 MW (demande en énergie maximale) pour l'ensemble du marché jusqu'en 2050, et de 191 MW pour l'industrie lourde et le marché des centres de données. En Islande, l'électricité est presque entièrement produite à partir de ressources renouvelables. En 2015, la production hydroélectrique et géothermique représentait environ 73 % et 27 % de la production totale d'électricité, respectivement. La consommation de l'industrie lourde représente environ 79 % de la production totale d'électricité, dont environ 89 % est affectée à la production d'aluminium.

En Amérique latine, la demande d'électricité reste forte et les gouvernements cherchent à accroître la production des énergies renouvelables, dont les ressources sont abondantes.

De nombreux pays européens ont adopté des objectifs ambitieux de réduction des émissions de GES et s'emploient à réduire leur dépendance envers les sources d'énergie plus traditionnelles, deux priorités nécessitant une part accrue des énergies renouvelables dans les portefeuilles énergétiques de ces pays. La Société estime qu'il existe plusieurs marchés dans lesquels elle peut transposer son modèle d'affaires axé sur le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable.

## Acquisition d'actifs de qualité

Les acquisitions représentent un volet important de la stratégie commerciale de la Société. Toute percée que nous réalisons sur un nouveau marché 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.

## Atteinte de résultats exceptionnels

Innergex estime que ses réalisations actuelles ont été rendues possibles grâce à sa main-d'œuvre hautement qualifiée et à sa culture axée sur l'excellence, la responsabilisation et la collaboration et que ces attributs sont garants de ses réalisations futures. 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. 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. Au 31 décembre 2018, la Société comptait sur un effectif de 360 personnes fort talentueuses.

## INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

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

- Comparaison de l'électricité générée en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh ») par rapport à une moyenne à long terme;
- BAIIA ajusté, marge du BAIIA ajusté, BAIIA ajusté proportionnel;
- Bénéfice net (perte nette) ajusté(e);
- Flux de trésorerie disponibles; et
- 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.

## INFORMATION ANNUELLE CHOISIE

	Exercices clos le 31 décembre		
	2018	2017	2016
<b>PRODUCTION</b>		Montants retraités <sup>3</sup>	
Production (MWh)	6 283 436	4 394 210	3 521 645
PMLT (MWh)	6 437 964	4 763 836	3 364 907
Production en % de la PMLT	98 %	92 %	105 %
<b>RÉSULTATS D'EXPLOITATION</b>			
Produits	576 616	400 263	292 785
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	385 081	298 728	215 983
Marge du BAlIA ajusté <sup>1</sup>	66,8 %	74,6 %	73,8 %
Quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex <sup>1</sup>	74 026	9 615	8 385
BAlIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	459 107	308 343	224 368
Bénéfice net	25 718	19 136	32 043
Bénéfice net ajusté <sup>1</sup>	26 956	15 662	29 076
<i>Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère</i>	32 692	29 475	35 963
<i>(\$ par action ordinaire - de base)</i>	0,21	0,22	0,28
<i>(\$ par action ordinaire - dilué)</i>	0,21	0,22	0,28
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	130 030	108 427	106 883
<b>SITUATION FINANCIÈRE</b>			
Total de l'actif	6 481 284	4 190 456	3 604 204
Passifs courants	641 500	246 844	220 370
Dette à long terme	4 024 324	3 043 387	2 507 236
Composante passif des débetures convertibles	238 648	96 246	94 840
Autres passifs non courants	617 251	350 717	296 526
Total des passifs non courants	4 880 223	3 490 350	2 898 602
Participations ne donnant pas le contrôle	329 769	14 920	14 712
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	629 792	438 342	470 520
<b>DIVIDENDES</b>			
Dividendes par action privilégiée de série A	0,902	0,902	0,902
Dividendes par action privilégiée de série C	1,4375	1,4375	1,4375
Dividendes par action ordinaire	0,68	0,66	0,64
<b>RATIO DE DISTRIBUTION</b>			
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	90 215	71 621	68 524
Flux de trésorerie disponibles <sup>1, 2</sup>	105 125	87 207	75 702
Ratio de distribution <sup>1, 2</sup>	86 %	82 %	91 %

1. Le BAlIA ajusté, la marge du BAlIA ajusté, la quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAlIA 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.

2. 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 ».

3. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».

## Année financière 2018

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

La Société a enregistré un bénéfice net de 25,7 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 de la dette 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 de la dette 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 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 Duquenco 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.

## Année financière 2017

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les augmentations de la production, des produits, du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté proportionnel étaient principalement attribuables à l'apport des installations mises en service en 2016 et en 2017, ainsi qu'à l'acquisition de parcs éoliens en France en 2016 et en 2017. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par une diminution de la production dans nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique.

La Société a enregistré un bénéfice net de 19,1 M\$, comparativement à un bénéfice net de 32,0 M\$ en 2016, principalement en raison de la production inférieure à la moyenne comparativement à la production supérieure à la moyenne de 2016 et aux difficultés liées aux activités d'après-mise en service de la centrale Upper Lillooet River et du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n que la Société s'employait à résoudre.

L'augmentation du total de l'actif est principalement attribuable à l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2, Vaite, Plan Fleury et Les Renardières, ainsi qu'aux travaux de construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek.

L'augmentation de la dette à long terme découle principalement de l'ajout des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2, Vaite, Plan Fleury et Les Renardières, des prélèvements supplémentaires sur les facilités de crédit d'Innergex et sur les financements des projets Rougemont-2, Mesgi'g Ugju's'n, Plan Fleury et Les Renardières, de l'émission de débentures portant intérêt au taux de 8,0 % à Desjardins au titre de son investissement dans l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2, Vaite, Plan Fleury et Les Renardières et de l'ajout du financement par emprunt subordonné pour deux des filiales françaises, partiellement contrebalancés par le remboursement du prêt pour la sous-station de Mesgi'g Ugju's'n et les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.



Les capitaux propres attribuables aux propriétaires ont diminué, principalement en raison de la déclaration de dividendes sur les actions privilégiées et ordinaires en 2017, partiellement contrebalancée par la comptabilisation d'un bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère de 29,5 M\$.

Les flux de trésorerie ont augmenté, principalement en raison de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, partiellement contrebalancée par l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette. Le ratio de distribution de la Société s'est établi à 82 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

## Année financière 2016

L'année 2016 a été marquée par les premières acquisitions d'Innergex outre-mer, soit en France, par l'acquisition de la centrale hydroélectrique Walden North en Colombie-Britannique, ainsi que par la mise en service d'une centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique et d'un parc éolien au Québec. Ces facteurs, combinés à une amélioration des résultats dans tous les marchés hydroélectriques, à l'exception de l'Ontario, ont eu une incidence positive sur les résultats, entraînant une augmentation de la production d'électricité, des produits et du BAIIA ajusté, malgré une diminution du régime éolien au Québec.

En 2016, la Société a enregistré un bénéfice net de 32,0 M\$, ce qui s'explique principalement par la hausse de 32,2 M\$ du BAIIA ajusté ainsi que par deux éléments remontant à 2015 qui ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des charges financières, l'augmentation des charges d'amortissement et une charge d'impôt.

Le total de l'actif a augmenté en 2016, principalement en raison des investissements de la Société dans la construction des projets en développement des centrales hydroélectriques Big Silver Creek (mise en service en juillet 2016), Upper Lillooet River et Boulder Creek et du parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (mis en service en décembre 2016), ainsi que des investissements faits pour acquérir la centrale hydroélectrique Walden North et sept parcs éoliens français.

L'augmentation de la dette à long terme est principalement attribuable aux acquisitions réalisées en France, pour lesquelles des dettes liées aux projets ont été ajoutées et une débenture de 38,2 M\$ portant intérêt au taux de 8,0 % a été émise à Desjardins. Des prélèvements supplémentaires sur les facilités de crédit d'Innergex, l'augmentation de la dette à long terme de Stardale et des prélèvements supplémentaires sur le financement des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Mesgi'g Ugnu's'n ont aussi contribué à l'augmentation de la dette à long terme, facteurs partiellement contrebalancés par les remboursements prévus de la dette liée aux projets.

Les capitaux propres attribuables aux propriétaires ont augmenté, ce qui s'explique principalement par la comptabilisation d'un bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère de 36,0 M\$ et par l'émission de nouvelles actions ordinaires pour 54,3 M\$, facteurs partiellement contrebalancés par la déclaration de dividendes sur les actions privilégiées et ordinaires en 2016.

Les flux de trésorerie disponibles ont augmenté, principalement en raison de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en 2016 avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés (aucune en 2016), partiellement contrebalancée par l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette et l'augmentation des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle. La Société a également décidé d'investir davantage pour explorer des occasions de croissance sur de nouveaux marchés internationaux, ce qui a entraîné une hausse du ratio de distribution à 91 %.

## FAITS SAILLANTS DE 2018

- Acquisition le 6 février 2018 de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra Power Corp. (« Alterra ») pour une contrepartie totale de 1,1 G\$, y compris la prise en charge des dettes d'Alterra. L'acquisition visait entre autres neuf installations en exploitation et un important portefeuille de projets potentiels. L'acquisition a permis à la Société de diversifier ses activités sur le plan des sources d'énergie et sur le plan géographique tout en raffermissant sa position au Canada.

Le 6 février 2018, la Société a structuré le financement de la partie trésorerie de l'acquisition d'Alterra Power Corp. au moyen d'un prêt à terme de cinq ans subordonné non garanti au montant de 150 M\$ à un taux d'intérêt de 5,128 % qu'elle a contracté auprès de la Caisse de dépôt et placement du Québec.

De plus, le 6 février 2018, la Société a augmenté ses facilités de crédit renouvelables pour les faire passer de 225 M\$ à 700 M\$.

- Le 16 avril 2018, Innergex a annoncé le renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale hydroélectrique Brown Lake pour une durée de 40 ans. De plus, la Société et la bande indienne Sekw'el'was de Cayoose Creek ont annoncé conjointement le renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale hydroélectrique Walden North pour une durée de 40 ans. Les deux contrats sont assujettis à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission qui devrait être accordée au milieu de l'exercice 2019.
- Le 23 avril 2018, la Société a prorogé tous ses contrats de change à terme qui couvrent son exposition au taux de change de ses investissements en France. Les contrats ont été prorogés pour une période de deux ans à compter de leur date d'échéance initiale, qui vont d'avril 2018 à août 2019.
- Le 7 mai 2018, Innergex a annoncé la signature d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 12 ans pour 300 MW d'énergie éolienne produite par son projet en développement Foard City de 352,8 MW. Les ventes aux termes de ce contrat d'achat d'électricité débuteront une fois le parc éolien mis en service commercial.
- 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 (7,5 MW), Boulder Creek (25,3 MW) et Upper Lillooet River (81,4 MW) situées en Colombie-Britannique. 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 12 juin 2018, la Société a réalisé un placement par voie de prise ferme de débentures convertibles à 4,75 % d'un capital global de 150,0 M\$ (les « débentures convertibles à 4,75 % ») au prix de 1 000 \$ la débenture. Les débentures convertibles à 4,75 % ne sont pas garanties, sont subordonnées, arriveront à échéance le 30 juin 2025, portent intérêt à un taux de 4,75 % par année, payable semestriellement, et sont convertibles en actions ordinaires au gré du porteur à un prix de conversion de 20,00 \$ l'action ordinaire. Les débentures convertibles à 4,75 % ont commencé à être négociées à la TSX le 12 juin 2018 sous le symbole INE.DB.B.
- L'emprunt lié à la construction pour Upper Lillooet River et Boulder Creek a été converti en un emprunt à terme le 29 juin 2018.
- Le 2 juillet 2018, la Société a acquis le projet d'énergie solaire photovoltaïque Phoebe de 250 MW<sub>CA</sub>/315 MW<sub>CC</sub> situé dans le comté de Winkler, au Texas. Un avis final de démarrage des travaux a également été émis le 2 juillet 2018 et la mise en service commerciale devrait avoir lieu au cours du troisième trimestre de 2019.
- Le 3 juillet 2018, Innergex a acquis une participation de 50 % dans Energía Llaima, au Chili, pour une contrepartie totale de 110 M\$ US (144,7 M\$). Le 5 juillet 2018, Energía Llaima a mené à bien l'acquisition du projet hydroélectrique Duquenco de 140 MW pour un prix d'achat d'environ 210 M\$ US (276,2 M\$), déduction faite d'un montant en trésorerie de l'ordre de 10 M\$ US (13,2 M\$), sous réserve de certains ajustements. Energía Llaima détient à présent une participation dans trois centrales hydroélectriques (152 MW) et une centrale solaire thermique (34 MW) qui sont en exploitation, ainsi que dans deux centrales hydroélectriques en développement (125 MW) et d'autres projets à des stades préliminaires de développement.
- Le 22 octobre 2018, Innergex a réalisé l'acquisition du projet potentiel d'énergie solaire photovoltaïque Hillcrest d'environ 200 MW<sub>CA</sub> situé dans le comté de Brown, en Ohio. Des contrats de service d'interconnexion ont été conclus avec PJM en vue de l'interconnexion de la sous-station Hillcrest, propriété de Duke Energy, ce qui permettrait une mise en service commerciale au quatrième trimestre de 2020.
- Le 24 octobre 2018, la Société a réalisé 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 »), en échange d'une contrepartie totale d'environ 620 M\$ après ajustement pour les distributions reçues par TransCanada entre le 1er juillet 2018 et la date de clôture de la transaction. Innergex détenait déjà les participations restantes dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier.

Également le 24 octobre 2018, la Société a obtenu deux facilités de crédit à court terme pour couvrir le prix d'achat et les coûts de transaction dans leur intégralité. Innergex a obtenu une facilité de crédit sans recours d'un an de 400 M\$ qui sera remboursée à l'aide du produit tiré du financement de projets au moyen d'emprunts à long terme sans recours. La Société a également obtenu une facilité de crédit à terme d'un an de 228 M\$ qui sera remboursée au moyen de la cession stratégique d'actifs choisis, laquelle serait optimale pour le rendement à long terme et les perspectives de la Société.

- Le 19 décembre 2018, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 570,4 M\$ de quatre parcs éoliens en exploitation (la « facilité de crédit Cartier »), soit Carleton, Gros-Morne, L'Anse-à-Valleau et Montagne Sèche. Le parc éolien Baie-des-Sables n'a pas servi à garantir la facilité de crédit Cartier puisqu'il sert déjà à garantir les facilités de crédit renouvelables de la Société. La facilité de crédit Cartier est d'une durée de 14 ans. Le produit de cet emprunt a servi à rembourser les facilités de crédit existantes des parcs éoliens de L'Anse-à-Valleau, de Carleton et de Montagne Sèche et à rembourser la facilité de crédit sans recours d'un an de 400 M\$ consenti à la Société lors de l'acquisition des parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier. Innergex a affecté le reste du produit, déduction faite des frais, au désendettement des facilités de crédit renouvelables de la Société.

Le 19 décembre 2018, Innergex a modifié et mis à jour ses facilités de crédit renouvelables afin d'ajuster le portefeuille de sûretés et de reporter l'échéance, la faisant passer de décembre 2022 à décembre 2023.

## Activités de mise en service

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année complète	
					Estimés <sup>1</sup> (M\$)	Au 31 déc. (M\$)	Produits <sup>1</sup> (M\$)	BAIIA ajusté <sup>1,3</sup> (M\$)
<b>ÉOLIEN (États-Unis)</b>								
Flat Top <sup>2</sup>	51,0	200,0	872,9	13	428,4 <sup>4</sup>	428,1	28,3	12,6

- Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle du projet sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.
- Correspond à 100 % de cette installation.
- Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à celui présenté par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.
- Les coûts liés aux projets, les coûts liés aux projets estimés, les produits prévus et le BAIIA ajusté prévu ont été convertis en dollars canadiens au 31 décembre 2018. Les coûts liés aux projets estimés s'élevaient à 314,5 M\$ US et les coûts liés aux projets au 31 décembre 2018 se chiffraient à 313,8 M\$ US.

### Flat Top

Au cours du premier trimestre, la Société a entrepris l'exploitation commerciale du parc éolien Flat Top de 200 MW situé au Texas, aux États-Unis. Sa construction a commencé avant qu'il ne soit acheté par Innergex et, en mars 2018, les travaux étaient pratiquement terminés. La mise en service commerciale a eu lieu le 23 mars 2018. Le parc éolien Flat Top vend toute sa production au réseau électrique ERCOT et a fixé le prix de l'électricité, dont il tire la majeure partie de ses revenus, auprès d'une filiale d'une importante institution financière établie aux États-Unis aux termes d'un contrat de produits de couverture du risque de 13 ans qui est entré en vigueur le 1er août 2018. Parallèlement à la mise en service commerciale, Flat Top a réalisé une participation au partage fiscal de 211,3 M\$ US, dont une partie du produit a servi principalement à rembourser l'emprunt lié à la construction du projet.

## Activités de construction

Les coûts totaux des projets en développement s'établissent comme suit :

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MS	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année complète	
						Estimés <sup>1</sup> (M\$)	Produits <sup>1</sup> (M\$)	BAIIA ajusté <sup>1,3</sup> (M\$)	
<b>HYDRO (Islande)</b>									
Brúarvirkjun	53,9	10,0	2020	80,0	- <sup>4</sup>	53,8 <sup>2</sup>	4,2 <sup>2</sup>	3,2 <sup>2</sup>	
<b>ÉOLIEN (États-Unis)</b>									
Foard City	100,0 <sup>5</sup>	352,8 <sup>6</sup>	2019 <sup>6</sup>	1 349,1 <sup>6</sup>	12	394,5 <sup>6</sup>	- <sup>6</sup>	- <sup>6</sup>	
<b>SOLAIRE (États-Unis)</b>									
Phoebe	100,0 <sup>5</sup>	250,0	2019	738,0	12 <sup>5</sup>	524,0	34,6	26,7	

- 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.
- Correspond à 100 % de cette installation.
- Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à celui présenté par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

4. L'électricité produite sera vendue sur le marché du détail.
5. La participation correspond à une participation de commanditaire de 100 % dans Phoebe et Foard City. Toutefois, à la suite du financement par des investisseurs participant au partage fiscal, un de ces investisseurs détiendra la totalité des participations au partage fiscal.
6. L'obtention de certains permis pour le projet éolien Foard City a été retardée, ce qui pourrait mener à une diminution de la taille du projet et avoir une influence sur la PMLT brute estimée, le coût total du projet et sa mise en service commerciale, laquelle a été prorogée jusqu'au quatrième trimestre de 2019. Dans le cas où la configuration actuelle du projet est conservée, les revenus et le BAIIA ajusté devraient se chiffrer à au plus 22,2 M\$ et 14,5 M\$, respectivement.

### **Brúarvirkjun**

Le projet hydroélectrique Brúarvirkjun situé en Islande a été acquis au cours du premier trimestre de 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra en février 2018. Les travaux d'aménagement du site avaient déjà été amorcés au moment de l'acquisition.

En date du présent rapport de gestion, les travaux de construction menés sur les lieux se poursuivent, la plupart des travaux de génie civil ayant lieu à l'emplacement de la prise d'eau, à la conduite forcée qui fait l'objet d'un alignement et à la centrale. Les détournements de rivière, l'excavation et l'amélioration des fondations prévus à la prise d'eau sont terminés et la construction des fondations en béton a commencé. L'excavation en vue de l'alignement de la conduite forcée est pratiquement terminée et les pièces constituant la conduite forcée ont été livrées sur les lieux. Les travaux de bétonnage se poursuivent à la centrale conformément au calendrier, y compris en ce qui a trait à l'installation du tuyau de bifurcation. La fabrication prévue aux termes de tous les principaux contrats d'approvisionnement, notamment celle prévue pour les turbogénératrices, les vannes et le transformateur, se poursuit et la livraison des pièces de la conduite forcée en provenance de l'Espagne a commencé. Le projet a reçu son étude d'incidence environnementale et obtenu les droits d'utilisation de l'eau, les contrats fonciers, les permis d'exploration, les licences de développement et les approbations municipales nécessaires en vertu d'un plan d'occupation des sols précis. Dernièrement, l'Appellate Committee for Environment and Resources a signifié qu'il avait tranché en faveur de la Société, en confirmant que l'octroi du permis de construction n'avait entraîné aucune conséquence importante. La mise en service est prévue pour le premier semestre de 2020.

### **Foard City**

Le projet éolien Foard City situé au Texas a été acquis au cours du premier trimestre de 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra. Le projet fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité de 12 ans visant 300 MW sur une puissance de 352,8 MW. Les ventes aux termes de ce contrat commenceront à la mise en service commerciale du parc.

La Federal Aviation Administration (« FAA ») tarde à déclarer que le projet ne constitue pas un danger potentiel. Ce retard pourrait mener à une réduction de la puissance installée totale du projet et avoir une influence sur la PMLT brute estimée, le coût total du projet et sa mise en service commerciale prévue qui a été prorogée jusqu'au quatrième trimestre de 2019. Les négociations engagées avec la FAA, dont l'échéance est compromise à cause de la fermeture des services administratifs fédéraux des États-Unis, portent sur la délimitation d'un espace aérien acceptable. Un terrain d'entente a été trouvé avec les utilisateurs de l'espace aérien en convenant de réduire le périmètre. Les parties s'emploient actuellement à mettre le point final à l'accord. Le processus de délivrance du permis par la FAA devrait reprendre et suivre son cours normal. Jusqu'à présent, la plupart des travaux de construction prévus sont en cours sur le site.

La Société a reçu des contrats non exécutoires afin d'obtenir une participation au partage fiscal pour la construction du projet aux termes desquels les fonds seront rapidement disponibles, sous réserve de l'établissement de la taille ultime du projet et de l'obtention des permis définitifs.

### **Phoebe**

L'acquisition du projet d'énergie solaire photovoltaïque Phoebe de 250 MW<sub>CA</sub>/315 MW<sub>CC</sub> situé au Texas, aux États-Unis, a eu lieu au cours du troisième trimestre de 2018. L'entrepreneur a terminé le déblaiement du site et l'installation des pieux et des systèmes de suivi de trajectoire du soleil a commencé au quatrième trimestre de 2018. La livraison des modules a commencé au début de février et se poursuivra jusqu'en août. Plus de 750 000 modules seront livrés. La construction de la sous-station est presque achevée et les principaux transformateurs d'énergie électrique ont été fabriqués et sont en cours de livraison. La mise en service commerciale devrait commencer au troisième trimestre de 2019.

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

## **Activités de développement**

### **Frontera**

L'acquisition du projet hydroélectrique Frontera de 109 MW a eu lieu au cours du troisième trimestre de 2018 dans le cadre de l'investissement dans Energía Llaima, au Chili. L'avis final de démarrage des travaux devrait être émis en 2019 et la mise en service commerciale est prévue pour 2022.

En date du présent rapport de gestion, le processus de financement, lequel est essentiel à la réussite du projet, se poursuit. La plupart des droits et des permis nécessaires pour procéder à la construction ont été obtenus, y compris les approbations sur les plans technique et environnemental et l'étape de la mise en chantier approche. Certains permis pourraient échoir si jamais les travaux de construction prenaient du retard.

### **El Canelo**

L'acquisition du projet hydroélectrique El Canelo de 16 MW a eu lieu au cours du troisième trimestre de 2018 dans le cadre de l'investissement dans Energía Llaima, au Chili. L'avis final de démarrage des travaux devrait être émis en 2019 et la mise en service commerciale est prévue pour 2022.

En date du présent rapport de gestion, la conception du projet est en cours de révision afin de solutionner diverses difficultés qui ont occasionné certains retards quant à la délivrance des permis.

### **Hillcrest**

L'acquisition du projet solaire Hillcrest de 200 MW<sub>CA</sub> a eu lieu au cours du quatrième trimestre de 2018. L'avis final de démarrage des travaux est actuellement prévu au quatrième trimestre de 2019 et la mise en service commerciale est prévue au quatrième trimestre de 2020, ce qui fera de Hillcrest l'un des premiers parcs solaires en exploitation dont la taille s'apparente à celle d'une entreprise de services publics de l'Ohio. De plus, le projet Hillcrest est l'un des premiers projets d'énergie solaire à grande échelle à avoir complété avec succès le processus d'autorisation de l'Ohio Power Siting Board (OPSB) et a reçu le certificat requis de compatibilité environnementale et de besoin public pour la construction d'une installation de production d'électricité (Environmental Compatibility and Public Need to Construct an Electric Generation Facility certification).

En date du présent rapport de gestion, les contrats de service d'interconnexion et de construction ont été conclus. Qui plus est, tout le terrain nécessaire a été obtenu par le truchement de baux fonciers, de droit de servitude et d'options. Grâce aux nombreuses négociations avancées que poursuit la Société, elle est en voie de vendre l'électricité que produira le parc au moyen d'un contrat de vente d'électricité à long terme. Parallèlement à cette démarche, Innergex s'empresse de conclure les contrats de construction et ceux visant le principal matériel au cours du premier semestre de 2019 afin d'être en mesure de procéder à la mise en chantier au cours du deuxième semestre de 2019.

### **Hale Kuawehi**

Le projet solaire Hale Kuawehi est un parc de 30 MW<sub>CA</sub>/41 MW<sub>CC</sub> disposant de 120 MWh de stockage par batteries, situé sur l'île d'Hawaii. Ce projet fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité de 25 ans à prix fixe avec Hawaii Electric Light Company. Les contrats sont assujettis à l'approbation de la Public Utilities Commission d'Hawaii. Les ventes commenceront une fois que la mise en service commerciale du parc aura été faite, ce qui est prévu pour 2022.

En date du présent rapport de gestion, des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis.

### **Paeahu**

Le projet solaire Paeahu est un parc de 15 MW<sub>CA</sub>/20 MW<sub>CC</sub> disposant de 60 MWh de stockage par batteries, situé sur l'île de Maui. Ce projet a donné lieu à la conclusion d'un contrat d'achat d'électricité de 25 ans à prix fixe avec Maui Electric Company. Le contrat est assujetti à l'approbation de la Public Utilities Commission d'Hawaii. Les ventes commenceront une fois que la mise en service commerciale du parc aura été faite, ce qui est prévu pour 2022.

En date du présent rapport de gestion, des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2018 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante de 2017 et de l'exercice 2017.

La production d'électricité pour l'exercice s'est établie à 98 % par rapport à la PMLT, en raison surtout des débits d'eau inférieurs à la moyenne observés dans toutes les régions et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France, facteurs contrebalancés en partie par les régimes éoliens au-dessus de la moyenne au Québec.

La production a augmenté de 43 %, les produits, de 44 %, et le BAIIA ajusté, de 29 %, au cours de l'exercice considéré. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'apport des installations acquises en 2018.

### Production d'électricité

Dans son évaluation des résultats d'exploitation, la Société compare la production d'électricité réelle avec la production moyenne à long terme (PMLT) propre à chaque centrale hydroélectrique, parc éolien, parc solaire et centrale géothermique. Cette PMLT est établie afin de prévoir la production à long terme attendue pour chacune des installations de la Société.

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre					
	2018			2017		
	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
<b>HYDRO</b>						
Québec	172 318	181 486	95 %	195 682	181 486	108 %
Ontario	22 625	21 212	107 %	24 341	21 212	115 %
Colombie-Britannique	333 194	372 988	89 %	283 954	372 987	76 %
États-Unis	1 897	5 223	36 %	5 215	5 223	100 %
Total partiel	530 034	580 909	91 %	509 192	580 908	88 %
<b>ÉOLIEN</b>						
Québec <sup>2</sup>	659 210	595 124	111 %	415 222	346 067	120 %
France	199 116	214 319	93 %	176 089	200 365	88 %
Total partiel	858 326	809 443	106 %	591 311	546 432	108 %
<b>SOLAIRE</b>						
Ontario	4 849	5 661	86 %	5 557	5 701	97 %
États-Unis <sup>3</sup>	2 857	3 732	77 %	—	—	— %
Total partiel	7 706	9 393	82 %	5 557	5 701	97 %
<b>GÉOTHERMIE</b>						
Islande	351 642	319 740	110 %	—	—	—
Total	1 747 708	1 719 485	102 %	1 106 060	1 133 041	98 %

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. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées » pour plus d'information sur les coentreprises et les entreprises associées de la Société.

2. La production et la PMLT reflètent la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier pour la période allant du 24 octobre 2018 au 31 décembre 2018. Les PMLT ont été revues au moment de l'acquisition.

3. Les parcs solaires Kokomo et Spartan sont inclus à présent dans les résultats consolidés.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018, les installations de la Société ont produit 1 747 708 MWh, soit 102 % par rapport à la PMLT de 1 719 485 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 91 % de leur PMLT. Ce résultat est attribuable aux débits d'eau inférieurs à la moyenne observés dans la plupart des régions, aux difficultés liées aux activités d'après-mise en service des centrales Upper Lillooet River et Boulder Creek, lesquelles ont été, pour la plupart, résolues, et aux pannes de ces centrales occasionnées par une tempête de vent. Globalement, les parcs éoliens ont produit 106 % de leur PMLT, en raison des régimes éoliens supérieurs à la moyenne observés au Québec et par la contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la disponibilité réduite d'équipement à un parc éolien, partiellement contrebalancés par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne et des interruptions provoquées pour des raisons d'entretien en France. Les parcs solaires ont produit 82 % de leur PMLT, en raison des régimes solaires inférieurs à la moyenne observés dans toutes les régions. Les centrales géothermiques ont produit 110 % de leur PMLT. Pour plus d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

L'augmentation de la production de 58 % au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2018 par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des centrales géothermiques acquises auprès d'Alterra et à la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en 2018.

	Périodes de douze mois closes les 31 décembre					
	2018			2017		
	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh) <sup>1</sup>	Production en % de la PMLT	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh) <sup>1</sup>	Production en % de la PMLT
<b>HYDRO</b>						
Québec	664 640	699 930	95 %	748 128	699 930	107 %
Ontario	73 228	74 544	98 %	87 743	74 544	118 %
Colombie-Britannique	2 042 452	2 195 892	93 %	1 902 568	2 175 579	87 %
États-Unis	44 793	46 800	96 %	37 276	46 800	80 %
Total partiel	2 825 113	3 017 166	94 %	2 775 715	2 996 853	93 %
<b>ÉOLIEN</b>						
Québec <sup>2</sup>	1 539 420	1 471 005	105 %	1 158 681	1 238 990	94 %
France	660 675	734 752	90 %	419 757	490 366	86 %
Total partiel	2 200 095	2 205 757	100 %	1 578 438	1 729 356	91 %
<b>SOLAIRE</b>						
Ontario	39 263	37 363	105 %	40 057	37 627	106 %
États-Unis <sup>3</sup>	22 026	23 330	94 %	—	—	—
Total partiel	61 289	60 693	101 %	40 057	37 627	106 %
<b>GÉOTHERMIE</b>						
Islande <sup>3</sup>	1 196 939	1 154 348	104 %	—	—	—
Total	6 283 436	6 437 964	98 %	4 394 210	4 763 836	92 %

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. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées » pour plus d'information sur les coentreprises et les entreprises associées de la Société.
2. La production et la PMLT reflètent la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier pour la période allant du 24 octobre 2018 au 31 décembre 2018. Les PMLT ont été revues au moment de l'acquisition.
3. Les parcs solaires Kokomo et Spartan sont inclus à présent dans les résultats consolidés. Production et PMLT pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les installations de la Société ont produit 6 283 436 MWh d'électricité, soit 98 % de la PMLT de 6 437 964 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 94 % de leur PMLT en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne observés dans toutes les régions, et des difficultés liées aux activités d'après-mise en service des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, lesquelles ont été, pour la plupart, résolues. Globalement, les parcs éoliens ont produit 100 % de leur PMLT en raison principalement des régimes éoliens au-dessus de la moyenne au Québec, ce qui a été en partie contrebalancé par des régimes éoliens en dessous de la moyenne et des interruptions provoquées pour des raisons d'entretien en France. Les parcs solaires ont produit 101 % de leur PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne en Ontario, ce qui a été annulé dans une certaine mesure par des régimes solaires au-dessous de la moyenne en Indiana et au Michigan. Les centrales géothermiques ont produit 104 % de leur PMLT. Pour plus d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

L'augmentation de 43 % de la production pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 par rapport à l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des centrales géothermiques acquises auprès d'Alterra en 2018, à la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en 2018 et aux installations françaises acquises en 2017, ainsi qu'à la hausse de la production des parcs éoliens québécois et de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River, ces facteurs ayant été atténués par une baisse de la production dans la plupart des centrales hydroélectriques.

La performance globale des installations de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne, géothermique et solaire.

## Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre			
	2018	2017	Variation		2018	2017	Variation	
		montants retraités <sup>3</sup>				montants retraités <sup>3</sup>		
Produits	166 159	107 973	58 186	54 %	576 616	400 263	176 353	44 %
Charges d'exploitation	37 558	20 278	17 280	85 %	137 872	71 672	66 200	92 %
Frais généraux et administratifs	9 169	3 784	5 385	142 %	34 089	17 806	16 283	91 %
Charges liées aux projets potentiels	6 281	3 852	2 429	63 %	19 574	12 057	7 517	62 %
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>113 151</b>	<b>80 059</b>	<b>33 092</b>	<b>41 %</b>	<b>385 081</b>	<b>298 728</b>	<b>86 353</b>	<b>29 %</b>
Marge du BAIIA ajusté <sup>1</sup>	68,1 %	74,1 %			66,8 %	74,6 %		
Charges financières	55 444	40 398	15 046	37 %	199 804	147 492	52 312	35 %
Autres charges, montant net	9 139	2 480	6 659	269 %	15 273	2 453	12 820	523 %
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	48 349	34 476	13 873	40 %	171 797	129 429	42 368	33 %
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées <sup>2</sup>	(16 722)	(1 707)	(15 015)	880 %	(34 110)	(4 638)	(29 472)	635 %
Perte nette latente (profit net latent) sur les instruments financiers	1 612	1 350	262	19 %	3 905	(2 245)	6 150	(274) %
Charge (recouvrement) d'impôt	1 376	(451)	1 827	(405) %	2 694	7 101	(4 407)	(62) %
<b>Bénéfice net</b>	<b>13 953</b>	<b>3 513</b>	<b>10 440</b>	<b>297 %</b>	<b>25 718</b>	<b>19 136</b>	<b>6 582</b>	<b>34 %</b>
Bénéfice net attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	14 723	7 107	7 616	107 %	32 692	29 475	3 217	11 %
Participations ne donnant pas le contrôle	(770)	(3 594)	2 824	(79) %	(6 974)	(10 339)	3 365	(33) %
	13 953	3 513	10 440	297 %	25 718	19 136	6 582	34 %
Bénéfice net par action, de base (en \$)	0,10	0,05			0,21	0,22		

1. 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.

2. 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. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées » pour plus d'information sur les coentreprises et les entreprises associées de la Société.

3. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».



## Produits

En hausse de 54 %, à 166,2 M\$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018

En hausse de 44 %, à 576,6 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

La hausse pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018 est attribuable principalement à l'apport des centrales géothermiques acquises avec Alterra en février 2018, à la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en octobre 2018, ainsi qu'à une production plus élevée à la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River et aux parcs éoliens français.

La hausse pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 est attribuable principalement à l'apport des centrales géothermiques acquises avec Alterra en février 2018, à l'apport des parcs éoliens français acquis en 2017 et à la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier en octobre 2018.

## Charges

En hausse de 90 %, à 53,0 M\$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018

En hausse de 89 %, à 191,5 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Les *charges d'exploitation* sont constituées principalement de salaires des opérateurs, de primes d'assurance, de charges liées à l'exploitation et à l'entretien, d'impôts fonciers, de redevances et de coût de l'électricité (s'il y a lieu). Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a constaté des charges d'exploitation de 37,6 M\$ et de 137,9 M\$, respectivement (20,3 M\$ et 71,7 M\$ pour les périodes correspondantes de 2017). Les augmentations de 85 % et de 92 % pour le trimestre et l'exercice sont essentiellement attribuables à l'acquisition d'Alterra en février 2018 et aux difficultés liées aux activités d'après-mise en service de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River, lesquelles à présent ont été, pour la plupart, résolues. Outre les facteurs précités, l'augmentation observée pour l'exercice est également attribuable à l'acquisition de parcs éoliens en France en 2017. Les charges d'exploitation pour les centrales géothermiques, qui sont exploitées par HS Orka en Islande, sont plus élevées que celles des autres secteurs, car l'entretien et les activités quotidiennes demandent plus de travail. Par ailleurs, lorsque cela est nécessaire, HS Orka achète de l'électricité afin de compléter sa production, ce qui contribue à faire augmenter les charges d'exploitation. Ces deux facteurs sont les principales raisons pour lesquelles les charges d'exploitation ont augmenté davantage par rapport à la progression des produits. En 2017, les charges d'exploitation pour l'exercice ont subi l'influence d'un paiement d'un montant total de 3,3 M\$ au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 pour Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River, qui ont été cotisés de nouveau à la suite de la décision prise par le ministère des Forêts, des terres et de l'exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique d'appliquer des taux de location plus élevés en fonction de la production combinée des installations, plutôt que d'appliquer des taux inférieurs pour chaque installation selon leur production prise individuellement, comme cela était le cas auparavant. La Cour suprême du Canada a rejeté la demande d'autorisation de la Société pour interjeter appel de la décision de l'Environmental Review Board pour 2013 et les années suivantes. Un appel est en cours relativement aux années 2011 et 2012 pour des motifs différents qui ne sont pas liés à l'appel auprès de l'Environmental Appeal Board. Depuis 2013, les droits d'utilisation de l'eau pour ces installations sont payés aux taux de location plus élevés. Une tranche de 49,99 % du paiement au titre des droits d'utilisation de l'eau a été attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2018, ces frais ont totalisé 9,2 M\$ et 34,1 M\$, respectivement (3,8 M\$ et 17,8 M\$ pour les périodes correspondantes de 2017). Les augmentations de 142 % et de 91 % pour les périodes de trois mois et de douze mois découlent principalement de l'acquisition d'Alterra, qui inclut les activités géothermiques de HS Orka, et du plus grand nombre d'installations en exploitation. Avec l'acquisition d'Alterra, nous avons accueilli une grande équipe d'employés dont le salaire est inclus dans les frais généraux et administratifs consolidés, alors que les produits tirés de l'acquisition sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence et que leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société.

Les *charges liées aux projets potentiels*, qui comprennent les coûts liés au développement des projets potentiels, découlent du nombre de projets potentiels que la Société a décidé de faire progresser et des ressources dont elle a besoin pour ce faire. Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2018, ces charges ont totalisé 6,3 M\$ et 19,6 M\$, respectivement (3,9 M\$ et 12,1 M\$ pour les périodes correspondantes de 2017). Les augmentations de 63 % et de 62 % pour les périodes sont liées principalement aux activités menées pour soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, à l'exploration d'occasions au Canada et sur les marchés internationaux, ainsi qu'à la progression de plusieurs projets potentiels.

## BAIIA ajusté

En hausse de 41 %, à 113,2 M\$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018

En hausse de 29 %, à 385,1 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Les augmentations survenues au cours du trimestre et de l'exercice sont principalement attribuables à l'augmentation de la production et des produits des nouvelles installations mises en service et acquises en 2017 et en 2018, partiellement contrebalancées par la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux projets potentiels. La marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 74,1 % à 68,1 % pour la période de trois mois, et de 74,6 % à 66,8 % pour l'exercice, en raison principalement des changements apportés à la composition de nos secteurs étant donné que les activités géothermiques génèrent une marge du BAIIA plus faible en raison des coûts élevés liés à l'entretien, des charges liées aux activités d'exploitation quotidiennes et des coûts liés aux achats d'électricité. Les difficultés liées aux activités d'après-mise en service à la centrale Upper Lillooet River, lesquelles ont pour la plupart été résolues, ont également influé sur la marge pour l'exercice.

## BAIIA ajusté proportionnel

En hausse de 60 %, à 133,0 M\$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018

En hausse de 49 %, à 459,1 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Le *BAIIA ajusté proportionnel*, auquel la Société a recours comme indicateur de rendement clé pour évaluer ses résultats financiers, s'entend du BAIIA ajusté, plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innertex. Le BAIIA ajusté proportionnel n'est pas une mesure reconnue et n'a pas de signification prescrite selon 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 » pour plus d'information.

	Périodes de trois mois closes les		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	113 151	80 059	385 081	298 728
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innertex <sup>1,2</sup>	19 861	3 140	74 026	9 615
BAIIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	133 012	83 199	459 107	308 343

1. Le BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innertex et le BAIIA ajusté proportionnel 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.

2. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées » du présent rapport de gestion.

Les augmentations du BAIIA ajusté proportionnel pour le trimestre et l'exercice sont attribuables principalement à l'augmentation du BAIIA ajusté et de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innertex découlant de l'ajout des installations acquises avec Alterra et Energía Llaima en 2018.

## Charges financières

En hausse de 37 %, à 55,4 M\$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018

En hausse de 35 %, à 199,8 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Les *charges financières* comprennent les intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles, les intérêts compensatoires au titre de l'inflation, l'amortissement des frais de financement, l'accroissement de la dette à long terme et des débetures convertibles, la charge de désactualisation des autres passifs et les autres charges financières. L'augmentation pour le trimestre est principalement attribuable aux charges liées aux acquisitions réalisées en 2018 et au placement de débetures convertibles à 4,75 %, en partie contrebalancés par la baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel.

L'augmentation pour l'exercice est surtout attribuable aux acquisitions réalisées en 2018, au placement de débetures convertibles à 4,75 % et à la hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 4,48 % au 31 décembre 2018 (4,43 % au 31 décembre 2017).

## Autres charges, montant net

Charges de 9,1 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018

Charges de 15,3 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Le *montant net des autres charges (produits)* comprend les coûts de transaction, le profit ou la perte réalisé(e) sur les instruments financiers dérivés, le profit ou la perte sur contreparties conditionnelles, le montant net des autres produits, le profit ou la perte de change, le profit ou la perte découlant de la cession d'immobilisations corporelles et l'amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché. Les charges comptabilisées pour le trimestre et l'exercice sont attribuables principalement à une perte réalisée sur des dérivés découlant du remboursement de trois swaps se rapportant à la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier, et à une perte de change, ces éléments ayant été atténués par une hausse du montant net des autres produits découlant surtout de l'amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché. Outre les facteurs précités, les charges comptabilisées pour l'exercice sont également attribuables à une hausse des coûts de transaction s'expliquant par l'acquisition d'Alterra et l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier.

En lien avec la transaction d'Alterra, la Société a conclu des contrats à terme sur obligations totalisant 50,0 M\$ pour atténuer le risque de hausse des taux d'intérêt avant la clôture de la transaction. Ces contrats à terme sur obligations ont été réglés à la clôture de la transaction d'Alterra, en février 2018, et ont donné lieu à un profit de 0,8 M\$.

## Amortissements

En hausse de 40 %, à 48,3 M\$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018

En hausse de 33 %, à 171,8 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Les augmentations sont principalement attribuables à la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier et à l'acquisition d'Alterra en 2018. Outre les facteurs précités, l'augmentation observée pour l'exercice est également attribuable à l'acquisition de parcs éoliens en France en 2017 et à la mise en service des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek en 2017.

## Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées

Quote-part du bénéfice net de 16,7 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018, comparativement à une quote-part du bénéfice net de 1,7 M\$ pour la période correspondante de 2017

Quote-part du bénéfice net de 34,1 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, comparativement à une quote-part du bénéfice net de 4,6 M\$ pour la période correspondante de 2017

L'acquisition d'Alterra comprenait des participations dans les entités suivantes : HS Orka hf (« HS Orka ») (participation de 53,9 %) qui détient une participation de 30 % dans Blue Lagoon hf., Dokie General Partnership (« Dokie ») (participation de 25,5 %), Flat Top Group Holdings LLC (« Flat Top ») (participation commanditée de 51 %), Jimmie Creek Limited Partnership (« Jimmie Creek ») (participation de 50,99 %), Muko Partnership Holdings, LLC (« Kokomo ») (participation commanditée de 90 %), Shannon Group Holdings, LLC (« Shannon ») (participation commanditée de 50 %), Spartan Holdings, LLC (« Spartan ») (participation commanditée de 100 %) et Toba Montrose General Partnership (« Toba Montrose ») (participation de 40 %) (collectivement, les « entités du groupe Alterra Power »).

Le 3 juillet 2018, Innergex a réalisé un investissement dans Energía Llama SpA (« Energía Llama ») pour acquérir une participation de 50 %.

S'ajoutent à ces coentreprises et à ces entreprises associées, à l'exception de HS Orka, de Kokomo et de Spartan, qui sont consolidées, les entités suivantes déjà détenues par Innergex : Umbata Falls, L.P. (« Umbata Falls ») (participation de 49 %) et Viger-Denonville, L.P. (« Viger-Denonville ») (participation de 50 %).

Pour plus d'information, veuillez vous reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées ».

## Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers

Perte nette latente de 1,6 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018, comparativement à une perte nette latente de 1,4 M\$ pour la période correspondante de 2017

Perte nette latente de 3,9 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, comparativement à un profit net latent de 2,2 M\$ pour la période correspondante de 2017

La Société utilise des *dérivés* pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts actuel et à venir et réduire celle au risque de hausse du taux de change, protégeant ainsi la valeur économique de ses projets.

La perte nette latente sur instruments financiers pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2018 est attribuable surtout à une perte sur le dérivé incorporé lié à HS Orka et à une variation défavorable du swap de taux de change entre le dollar canadien et l'euro, lesquelles ont été annulées dans une certaine mesure par un profit latent sur la conversion de prêts intragroupe et l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers qui est imputable à un profit latent sur la conversion de prêts intragroupe et à l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture, ce qui a été contrebalancé en partie par une perte nette latente sur le swap de taux de change découlant d'une variation défavorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro.

### **Charge (recouvrement) d'impôt**

Charge d'impôt à 1,4 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018

Charge d'impôt à 2,7 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 4,1 M\$ (0,6 M\$ pour la période correspondante de 2017) et un recouvrement d'impôt différé de 2,7 M\$ (1,1 M\$ pour la période correspondante de 2017). L'augmentation de la charge d'impôt exigible est principalement attribuable à la hausse des charges en Islande. La diminution de la charge d'impôt différé s'explique principalement par la résorption des différences temporaires liées au bénéfice imposable exigible et au bénéfice non imposable sur la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 8,5 M\$ (4,1 M\$ pour la période correspondante de 2017) et un recouvrement d'impôt différé de 5,8 M\$ (charge d'impôt différé de 3,0 M\$ pour la période correspondante de 2017). L'augmentation de 4,4 M\$ de la charge d'impôt exigible est principalement attribuable à la hausse des charges en Islande, contrebalancée par la diminution des charges liées aux installations américaines. L'écart positif de 8,8 M\$ de l'impôt différé s'explique essentiellement par l'incidence de l'impôt sur le bénéfice attribué aux participations minoritaires dans des entités non imposables et la diminution des différences temporaires imposables relativement aux investissements dans des filiales et des coentreprises.

### **Bénéfice net**

En hausse de 297 %, à 14,0 M\$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018

En hausse de 34 %, à 25,7 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018, la Société a enregistré un bénéfice net de 14,0 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,10 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 3,5 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,05 \$ par action) pour la période correspondante de 2017. L'augmentation de 10,4 M\$ du bénéfice net s'explique par l'augmentation de 33,1 M\$ du BAIIA ajusté et la variation positive de 15,0 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées, partiellement compensées par l'augmentation de 15,0 M\$ des charges financières, l'augmentation de 13,9 M\$ des amortissements et l'augmentation de 6,7 M\$ du montant net des autres charges.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a enregistré un bénéfice net de 25,7 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,21 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 19,1 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,22 \$ par action) pour la période correspondante de 2017. L'augmentation de 6,6 M\$ du bénéfice net s'explique par l'augmentation de 86,4 M\$ du BAIIA ajusté, la variation positive de 29,5 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées, et la variation positive de 4,4 M\$ de l'impôt sur le résultat, partiellement compensées par l'augmentation de 52,3 M\$ des charges financières, l'augmentation de 42,4 M\$ des amortissements, la variation négative de 12,8 M\$ du montant net des autres charges (produits) et la variation négative de 6,2 M\$ de la perte nette latente (du profit net latent) sur instruments financiers.

## Bénéfice net ajusté

En hausse à 13,0 M\$, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018

En hausse à 27,0 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Le bénéfice net ajusté, une mesure non conforme aux IFRS, est un indicateur de rendement important utilisé par la Société pour évaluer ses résultats d'exploitation et en dresser un portrait plus précis. Le bénéfice net ajusté n'est pas une mesure reconnue et n'a pas de signification prescrite selon 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 le bénéfice net	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net	13 953	3 513	25 718	19 136
<i>Ajouter (déduire) :</i>		montants retraités <sup>2</sup>		montants retraités <sup>2</sup>
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	1 612	1 350	3 905	(2 245)
Perte réalisée sur instruments financiers	6 915	—	6 092	—
Charge (recouvrement) d'impôt lié(e) aux éléments ci-dessus	761	(888)	1 578	(232)
Quote-part du profit net latent sur instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	(10 193)	(123)	(10 337)	(997)
<b>Bénéfice net ajusté<sup>1</sup></b>	<b>13 048</b>	<b>3 852</b>	<b>26 956</b>	<b>15 662</b>

1. Le bénéfice net ajusté n'est pas une mesure conforme aux IFRS et pourrait 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.

2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».

Exclusion faite des pertes (des profits) sur instruments financiers et de l'impôt sur le résultat qui s'y rapporte, un bénéfice net de 13,0 M\$ et de 27,0 M\$ aurait été inscrit respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2018, comparativement à un bénéfice net de 3,9 M\$ et de 15,7 M\$ en 2017. L'augmentation du bénéfice net ajusté est attribuable principalement à l'augmentation du BAIIA ajusté, à la variation positive de la quote-part du profit des coentreprises et des entreprises associées et, pour l'exercice, à une variation positive de l'impôt sur le résultat, partiellement contrebalancées par la hausse des charges financières et des amortissements ainsi qu'à la variation négative du montant net des autres charges (produits). La variation de la quote-part du profit net latent sur instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt connexe, est principalement attribuable au profit réalisé sur les instruments financiers avec les coentreprises acquises avec Alterra.

## Participations ne donnant pas le contrôle

Attribution d'une perte de 0,8 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2018, comparativement à l'attribution d'une perte de 3,6 M\$ pour la période correspondante de 2017

Attribution d'une perte de 7,0 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, comparativement à l'attribution d'une perte de 10,3 M\$ pour la période correspondante de 2017

Les participations ne donnant pas le contrôle sont liées à HS Orka hf (« HS Orka »), Harrison Hydro Limited Partnership (« HHLP »), aux filiales de Creek Power Inc. (« Creek Power ») (pour une période de 136 jours en 2018, contre un exercice complet en 2017), au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. (« MU »), à la Société en commandite Innergex Europe (2015) (« Innergex Europe »), à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership (« Kwoiek »), à la Société en commandite Magpie, à l'entité Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (« Sainte-Marguerite »), à Cayoose Creek Power Limited Partnership (« Cayoose Creek »), à Spartan Holdings, LLC (« Spartan »), à Muko Partnership Holdings, LLC (« Kokomo ») et à leurs commandités respectifs.

La diminution de la perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois en comparaison de l'an dernier découle surtout d'une hausse du bénéfice généré par HHLP, de l'acquisition de la participation restante dans Creek Power et de la hausse des produits liés à Innergex Europe, contrebalancées par l'incidence négative de HS Orka, les pertes liées à Kokomo et à Spartan et la hausse des charges liées à Sainte-Marguerite.

La diminution des pertes attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice par rapport à l'exercice précédent découle principalement d'une hausse des produits générés par MU, de la hausse des produits générés par Innergex Europe, de la baisse des pertes liées à HHLP et de l'ajout de HS Orka, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des produits et la hausse des charges liés à Sainte-Marguerite et par les pertes liées à Kokomo et à Spartan.

## STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS

### Information sur le capital-actions

#### Nombre d'actions ordinaires en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	130 030	108 427
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	877	820
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	130 907	109 247

1. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, 2 579 684 des 2 782 599 options sur actions (2 579 684 des 2 782 599 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017) avaient un effet dilutif et aucune des 14 166 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 6 666 667 actions n'avait un effet dilutif pour les mêmes périodes de 2017).

#### Titres de participation de la Société

	Aux		
	27 février 2019	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Nombre d'actions ordinaires	133 058 339	132 986 850	108 608 083
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	150 000	150 000	—
Nombre de débetures convertibles à 4,25 %	100 000	100 000	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	2 782 599	2 782 599	2 782 599

En date de l'ouverture des marchés le 27 février 2019 et depuis le 31 décembre 2018, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est attribuable à l'émission de 71 489 actions en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 31 décembre 2018, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2017 était principalement attribuable à l'émission, le 6 février 2018, de 24 327 225 actions en vertu de l'acquisition d'Alterra ainsi qu'à l'émission de 748 754 actions en vertu du RRD, déduction faite de 697 212 actions rachetées aux fins d'annulation dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre de rachat »).

## 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 :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	90 215	71 621
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,68	0,66
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	3 067	3 067
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (\$/action)	0,902	0,902
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	2 875	2 875
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C (\$/action)	1,4375	1,4375

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est essentiellement attribuable à l'émission, le 6 février 2018, de 24 327 225 actions en vertu de l'acquisition d'Alterra, à l'augmentation du dividende trimestriel et à l'émission d'actions en vertu du RRD, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par les actions rachetées dans le cadre de l'offre de rachat.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 avril 2019 :

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 (\$)
27/02/2019	29/03/2019	15/04/2019	0,1750	0,2255	0,359375

Le 27 février 2019, le Conseil d'administration a haussé le dividende trimestriel de 0,170 \$ à 0,175 \$ par action ordinaire, ce qui correspond à un dividende annuel de 0,70 \$ par action ordinaire. Il s'agit de la sixième augmentation de dividende annuelle consécutive de 0,02 \$.

## Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

En août 2017, la Société a lancé une offre publique de rachat de ses actions ordinaires (les « actions ordinaires ») dans le cours normal des activités (l'« offre de rachat ») couvrant la période entre le 17 août 2017 et le 16 août 2018. La Société pouvait 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.

Dans le cadre de l'offre de rachat, la Société a conclu avec un courtier désigné une entente relative à un régime d'achat automatique, afin de permettre l'achat de ses actions ordinaires durant les périodes où normalement elle ne serait pas autorisée à le faire en raison de périodes d'interdiction qu'elle s'est imposée ou de restrictions de nature réglementaire.

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

Au 31 décembre 2018, l'actif total de la Société s'établissait à 6 481 M\$, le passif total à 5 522 M\$, y compris la dette à long terme de 4 470 M\$, et les capitaux propres à 960 M\$. Également, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 0,36:1,00 (0,90:1,00 au 31 décembre 2017). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 79,6 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 30,0 M\$ et des comptes de réserve de 51,9 M\$. Les changements les plus importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant l'exercice clos le 31 décembre 2018 sont expliqués ci-après.

### Actif

#### Éléments du fonds de roulement

Au 31 décembre 2018, le fonds de roulement était négatif de 413,2 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,36:1,00 (au 31 décembre 2017, le fonds de roulement était négatif de 25,2 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,90:1,00). La variation du ratio du fonds de roulement est attribuable à l'augmentation de la tranche à court terme de la dette à long terme, à la hausse des créditeurs, à la diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions et à l'augmentation de la composante passif des instruments financiers dérivés, facteurs en partie contrebalancés par la hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et par l'augmentation des débiteurs.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins, étant donné qu'Innergex entend céder certains actifs choisis ou certaines parties d'actifs existants et que le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal pour la construction du projet solaire Phoebe sera remboursé au moyen d'une participation au partage fiscal après la mise en service commerciale. Au 31 décembre 2018, sur les 700,0 M\$ à sa disposition, la Société avait prélevé 184,1 M\$ et 149,0 M\$ US à titre d'avances de fonds, et 169,1 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 143,5 M\$.

La *trésorerie et les équivalents de trésorerie* s'élevaient à 79,6 M\$ au 31 décembre 2018, comparativement à 61,9 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation découle principalement de la trésorerie générée par suite de l'acquisition d'Alterra.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 30,0 M\$ au 31 décembre 2018, comparativement à 58,7 M\$ au 31 décembre 2017. La diminution découle principalement des sommes utilisées aux fins du paiement des frais restants relatifs à la construction des installations Upper Lillooet River, Boulder Creek, Mesgi'g Ugu's'n, Rougemont 1-2, Vaite, Plan Fleury et Les Renardières, ce qui a été contrebalancé en partie par les liquidités soumises à restrictions liées à une subvention que HS Orka administre et à laquelle elle participe, qui a été reçue et qui doit être distribuée aux partenaires.

Les *débiteurs* ont augmenté, passant de 87,5 M\$ au 31 décembre 2017 à 102,7 M\$ au 31 décembre 2018, en raison principalement des débiteurs liés aux activités d'Alterra, de la hausse des débiteurs enregistrée par certaines centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique étant donné que les résultats du mois de décembre de l'exercice considéré ont été meilleurs et de la hausse des débiteurs attribuable à la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier, ce qui a été atténué par le remboursement des taxes à la consommation pour les installations Plan Fleury, Les Renardières et Theil-Rabier et d'une baisse des débiteurs enregistrée par la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River en raison des pannes occasionnées par des tempêtes de vent.

Les *fournisseurs et autres créditeurs* ont augmenté, passant de 91,0 M\$ au 31 décembre 2017 à 132,1 M\$ au 31 décembre 2018, en raison principalement des créditeurs liés aux activités d'Alterra, de la participation restante dans Energía Llaima, des créditeurs découlant de la construction du projet solaire Phoebe et du projet éolien Foard City, partiellement contrebalancées par le paiement des coûts de construction liés aux installations Mesgi'g Ugu's'n, Rougemont 1-2 et Vaite.

La *composante passif des instruments financiers dérivés* a augmenté, passant de 22,7 M\$ au 31 décembre 2017 à 30,0 M\$ au 31 décembre 2018, en raison principalement de variations défavorables de la couverture de l'électricité du projet solaire Phoebe, du dérivé incorporé lié à HS Orka et du swap de taux d'intérêt lié à Cartier, facteurs partiellement contrebalancés par les swaps de taux de change entre le dollar canadien et l'euro et l'amortissement.

La *tranche à court terme de la dette à long terme* s'établissait à 445,9 M\$ au 31 décembre 2018, comparativement à 109,9 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation découle principalement de la facilité de crédit à terme d'un an de 228,0 M\$ contractée pour payer une partie de l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier, et du prélèvement d'une somme de 52,7 M\$ sur le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal pour la construction du projet d'énergie solaire Phoebe qui sera remboursé au moyen de la participation au partage fiscal au moment de la mise en service commerciale qui devrait avoir lieu au cours du quatrième trimestre de 2019. L'augmentation s'explique également par la réaffectation des emprunts de 57,7 M\$ liés aux projets Valottes, Porcien et Beaumont à la tranche



à court terme de la dette à long terme étant donné que certains ratios financiers n'ont pas été respectés et que les prêteurs ont le droit d'exiger un remboursement.

### **Comptes de réserve**

Les *comptes de réserve* se composent principalement des réserves hydrologique et éolienne, établies à la mise en service commerciale des installations pour compenser la variabilité des flux de trésorerie liée aux fluctuations des régimes hydrologique ou éolien et à d'autres événements imprévisibles, et des réserves pour réparations majeures, établies afin d'assurer le financement préalable de réparations majeures qui peuvent être nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société. Les comptes de réserve à long terme de la Société s'élevaient à 51,9 M\$ au 31 décembre 2018, comparativement à 50,0 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation est principalement attribuable aux investissements obligatoires effectués au cours de la période.

La disponibilité des fonds des comptes des réserves hydrologique et éolienne et de la réserve pour réparations majeures est limitée par les conventions de crédit.

### **Immobilisations corporelles**

Les *immobilisations corporelles* sont principalement des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des centrales géothermiques qui sont en exploitation ou en construction. Au 31 décembre 2018, la Société possédait des immobilisations corporelles de 4 483 M\$, comparativement à 3 188 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation découle principalement de l'acquisition d'Alterra, de la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en 2018 et de l'avancement du projet d'énergie solaire Phoebe et du projet éolien Foard City, partiellement contrebalancés par l'amortissement pour la période.

### **Immobilisations incorporelles**

Les *immobilisations incorporelles* comprennent différents contrats d'achat d'électricité, permis et licences. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 925,0 M\$ au 31 décembre 2018, comparativement à 654,1 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra en 2018 et à la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en 2018, partiellement contrebalancées par l'amortissement.

### **Frais de développement de projets**

Les *frais de développement de projets* font référence aux coûts engagés pour faire l'acquisition de projets potentiels et développer des centrales hydroélectriques et géothermiques et des parcs éoliens et solaires. Au 31 décembre 2018, les frais de développement de projets de la Société se chiffraient à 30,1 M\$, comparativement à néant au 31 décembre 2017. L'augmentation est essentiellement attribuable aux projets potentiels acquis avec Alterra en 2018 et à l'acquisition du projet solaire Hillcrest.

### **Participations dans des coentreprises et des entreprises associées**

Les *participations dans des coentreprises et des entreprises associées* sont initialement comptabilisées au coût, puis sont ajustées pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net et les autres éléments du résultat global des coentreprises et des entreprises associées. Au 31 décembre 2018, la Société avait des participations de 604,8 M\$ dans des coentreprises et des entreprises associées, comparativement à 11,0 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra en février 2018, qui incluait six projets de coentreprises et entreprises associées, ainsi qu'à l'investissement dans Energía Llama au Chili en juillet 2018.

### **Goodwill**

Le *goodwill* consiste en l'excédent du coût d'acquisition sur la juste valeur globale de l'actif net acquis. La Société a comptabilisé un goodwill de 110,0 M\$ au 31 décembre 2018, comparativement à un goodwill de 38,6 M\$ au 31 décembre 2017. L'augmentation est attribuable à l'acquisition d'Alterra et de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier.

## **Passif et capitaux propres**

### **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, 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. La Société ne détient ni n'émet de dérivés à des fins de spéculation. Les dérivés comprennent également les dérivés incorporés comme ceux qui sont inclus dans les deux CAÉ à HS Orka pour les prix de l'aluminium.

Les swaps de taux d'intérêt permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt variables sur la dette réelle, qui s'établissaient à 1 787,1 M\$ au 31 décembre 2018.

Les contrats de change à terme permettent à la Société de couvrir son exposition au taux de change de ses investissements en France, qui s'établissaient à 553,7 M\$ au 31 décembre 2018.

Les contrats de couverture du prix de l'électricité permettent à la Société de couvrir son exposition aux baisses des prix de l'électricité de sa production au réseau électrique Electric Reliability Council of Texas (« ERCOT »). Le contrat de couverture du prix de l'électricité du projet solaire Phoebe fixe le prix de 7 703 335 MWh pour une période de douze ans.

Dans l'ensemble, les dérivés avaient une valeur négative nette de 135,8 M\$ au 31 décembre 2018 (valeur négative nette de 62,3 M\$ au 31 décembre 2017). Cette variation des dérivés est principalement attribuable aux variations défavorables du swap de taux d'intérêt lié au projet solaire Phoebe, au dérivé incorporé lié à HS Orka, au swap de taux d'intérêt lié à Cartier et aux swaps de taux de change entre le dollar canadien et l'euro. Les variations défavorables ont été partiellement contrebalancées par la résiliation des swaps de taux d'intérêt des installations L'Anse-à-Valleau, Carleton et Montagne Sèche.

### Dette à long terme

Au 31 décembre 2018, la dette à long terme s'établissait à 4 470 M\$ (3 153 M\$ au 31 décembre 2017). Cette augmentation de 1 317,0 M\$ 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 de la dette 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 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 Duquenco 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. L'augmentation a été compensée en partie par les remboursements effectués sur les facilités de crédit renouvelables de la Société découlant du produit du placement de débentures de 150 M\$ et les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.

Le 6 février 2018, la Société a augmenté la capacité d'emprunt de ses facilités de crédit renouvelables de 225 M\$, à 700 M\$, et ajouté un nouveau prêteur au syndicat de prêteurs. Cette augmentation vise à permettre à la Société de poursuivre le développement et la construction de son portefeuille. Le 24 octobre 2018, Innergex a modifié ses facilités de crédit renouvelables afin d'ajuster le portefeuille de sûretés et de reporter l'échéance, la faisant passer de décembre 2022 à décembre 2023.

Au 31 décembre 2018, 88 % de l'encours de la dette de la Société, y compris les débentures convertibles, était à taux fixe ou était couverte contre les fluctuations des taux d'intérêt (94 % au 31 décembre 2017).

Au 31 décembre 2018, 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 ou 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. Les ratios financiers stipulés dans les conventions de crédit de 57,7 M\$ de Valottes, de Porcien et de Beaumont n'ont pas été respectés à cause de la baisse de la production. Étant donné que les prêteurs ont le droit d'exiger un remboursement, les trois emprunts ont été réaffectés à la tranche à court terme de la dette à long terme.

	31 décembre 2018	31 décembre 2017
		montants retraités
<b>Total de la dette à long terme</b>	4 526 513	3 186 613
Frais de financement différés	(56 261)	(33 351)
	4 470 252	3 153 262
Tranche à court terme de la dette à long terme	(445 928)	(109 875)
<b>Tranche à long terme</b>	<b>4 024 324</b>	<b>3 043 387</b>

## Autres passifs

Les *autres passifs*, y compris les montants présentés dans les passifs courants, se composent des contreparties conditionnelles, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, des obligations au titre des prestations de retraite, des contrats inférieurs aux prix du marché, de divers passifs liés aux droits de propriété futurs détenus par les Premières Nations et des intérêts payables au titre de la débenture d'Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. Au 31 décembre 2018, les autres passifs s'établissaient à 173,9 M\$ (80,0 M\$ en 2017). L'augmentation est principalement attribuable à l'augmentation de 33,6 M\$ des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la suite de l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier et à l'ajout d'Alterra, qui comprend une obligation au titre des prestations de retraite de 26,9 M\$ pour HS Orka et un montant de 16,6 M\$ lié à des contrats inférieurs aux prix du marché. L'augmentation est également imputable à un montant de 4,5 M\$ lié aux intérêts à payer sur la débenture d'Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C., qui n'a aucun calendrier prédéterminé et qui arrive à échéance en 2064.

À la suite de l'acquisition de HS Orka, les contrats de vente d'électricité à long terme de HS Orka en vigueur au moment de l'acquisition ont été comptabilisés à la juste valeur en comparant les prix contractuels aux prix du marché. Les prix contractuels étaient inférieurs aux prix du marché. Par conséquent, les contrats préexistants ont été considérés comme étant inférieurs aux prix du marché et un passif a été comptabilisé à la juste valeur dans la répartition du prix d'achat pour HS Orka. La Société amortit la juste valeur des contrats de vente inférieurs aux prix du marché sur la durée restante du contrat et comptabilise le montant dans les autres charges (produits), montant net.

## Débentures convertibles

Au cours du deuxième trimestre de 2018, la Société a réalisé le placement par voie de prise ferme de débentures subordonnées non garanties convertibles à 4,75 % d'Innergex. La Société a émis des débentures d'un capital global de 150 M\$ au prix de 1 000 \$ la débenture, portant intérêt au taux de 4,75 % par année, payable semestriellement le 30 juin et le 31 décembre de chaque année, à compter du 31 décembre 2018. Les débentures seront convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex au prix de conversion de 20,00 \$ l'action, soit un taux de conversion de 50 actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de capital de débentures. Les débentures arriveront à échéance le 30 juin 2025. Elles ne seront pas rachetables avant le 30 juin 2021. À partir du 30 juin 2021 et avant le 30 juin 2023, Innergex peut racheter les débentures à la valeur nominale, plus l'intérêt couru et impayé, dans certaines circonstances. À partir du 30 juin 2023, Innergex peut racheter les débentures à la valeur nominale, plus l'intérêt couru et impayé. Le produit net du placement a été affecté à la réduction des prélèvements effectués aux termes de la facilité de crédit à terme renouvelable de la Société pour financer d'éventuels projets d'acquisitions et de développement et pour les besoins généraux de l'entreprise.

Au 31 décembre 2018, la composante passif des débentures convertibles s'élevait à 238,6 M\$ et la composante capitaux propres, à 4,0 M\$ (96,2 M\$ et 1,9 M\$ au 31 décembre 2017).

Les débentures convertibles sont subordonnées à l'ensemble de la dette de la Société.

## Capitaux propres

Au 31 décembre 2018, les capitaux propres de la Société totalisaient 959,6 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 329,8 M\$, comparativement à 453,3 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 14,9 M\$, au 31 décembre 2017. L'augmentation de 506,3 M\$ du total des capitaux propres découle essentiellement de l'émission de 330,6 M\$ d'actions au titre de l'acquisition d'Alterra, de l'augmentation de 314,8 M\$ des participations ne donnant pas le contrôle, dont un montant de 296,5 M\$ était attribuable à l'acquisition d'Alterra, et de la comptabilisation d'un bénéfice net de 25,7 M\$, partiellement contrebalancées par des dividendes de 96,2 M\$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées et la comptabilisation d'autres éléments du résultat global de 57,5 M\$.

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 ne soit versé aux actionnaires, a été adoptée le 15 mai 2018. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires et à une augmentation correspondante du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.

## Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2018	Total	Moins d'un an	De 1 à 5 ans	Par la suite
Dette à long terme, y compris les débentures convertibles	4 805 017	405 512	1 444 650	2 954 855
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	2 700 942	203 357	694 270	1 803 315
Obligations d'achat (contractuelles) <sup>1</sup>	72 714	4 789	18 814	49 111
Autres	278 974	15 115	73 691	190 168
<b>Total des obligations contractuelles</b>	<b>7 857 647</b>	<b>628 773</b>	<b>2 231 425</b>	<b>4 997 449</b>

1. Les obligations d'achat proviennent principalement de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction.

## Éventualités

En février 2016, HS Orka a fait parvenir une lettre d'avocat à HS Veitur hf (« HS Veitur ») pour lui demander le paiement de la totalité d'une créance à long terme liée au passif partagé au titre des prestations de retraite. Une réclamation de 9,5 M\$ a été déposée et est incluse dans les débiteurs dans le bilan. Cette demande faisait suite à la réception d'un avis de résiliation d'une entente concernant le paiement des prestations de retraite envoyé par HS Veitur le 31 décembre 2015. Les deux entreprises avaient conclu une entente quant à la quote-part de HS Veitur en 2011, et HS Orka estime que sa demande est entièrement justifiée sur la base de cette entente. Les négociations n'ont pas permis de régler l'affaire. Les procédures judiciaires se sont déroulées en mars 2018. Le 17 avril 2018, le tribunal de première instance de l'Islande a tranché en faveur de HS Orka. HS Veitur a interjeté appel devant la Cour d'appel, qui est un tribunal de deuxième instance. Le procès de cette affaire a eu lieu le 21 février 2019 et un jugement devrait être rendu dans les quatre semaines suivant la date de l'audience.

## Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2018, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 169,1 M\$ 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 (y compris le projet solaire Phoebe et le projet éolien Foard City) 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 72,0 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 Mesgig'g Ugu's'n, le projet en développement de Foard City et 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 et Phoebe, 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 projet 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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 209,4 M\$, comparativement à des flux de trésorerie de 192,5 M\$ pour la même période l'an dernier. Au cours de l'exercice, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 969,0 M\$ et a utilisé 1 160,9 M\$ de fonds liés aux activités d'investissement, principalement aux fins du paiement de l'acquisition d'Alterra, de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier, et du projet d'énergie solaire Phoebe. Au 31 décembre 2018, la Société détenait 79,6 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 61,9 M\$ au 31 décembre 2017.

### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

En hausse de 16,9 M\$, à 209,4 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

La hausse est principalement attribuable à la hausse de 86,4 M\$ du BAIIA ajusté, à la hausse de 23,4 M\$ des distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées, en partie contrebalancée par la baisse de 34,8 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et par l'augmentation de 43,2 M\$ des intérêts versés sur la dette à long terme.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

En hausse de 944,3 M\$, à 969,0 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

La hausse est attribuable à une augmentation nette de la dette à long terme de 929,2 M\$ en 2018, comparativement à une augmentation nette de 91,5 M\$ de la dette à long terme en 2017, et à l'augmentation de 143,1 M\$ du produit net tiré de l'émission de débentures convertibles, ce qui a été partiellement contrebalancé par une diminution de 16,8 M\$ des investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, une augmentation de 5,4 M\$ du paiement au titre du rachat d'actions ordinaires, une augmentation de 9,7 M\$ du versement de dividendes sur les actions ordinaires et une augmentation de 4,9 M\$ des distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

L'augmentation nette de 929,2 M\$ de la dette à long terme est attribuable principalement au 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 et 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 de la dette à long terme est également imputable à l'emprunt à terme non garanti subordonné de 150 M\$ d'une durée de cinq ans obtenu en février 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 Duquenco au Chili, à l'ajout de la dette à long terme reprise d'Alterra, à l'emprunt pour la construction du 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 effectués sur les facilités de crédit renouvelables de la Société à partir du produit tiré du placement de débetures de 150 M\$ et les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.

Utilisation du produit de financement	Exercices clos les 31 décembre		Variation
	2018	2017	
Produit de l'émission de dette à long terme (y compris la facilité de crédit renouvelable)	2 070 430	668 856	
Remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité de crédit renouvelable)	(1 114 449)	(576 187)	
Paiement des frais de financement différés	(26 736)	(1 161)	
<b>Total partiel : augmentation nette de la dette à long terme</b>	<b>929 245</b>	<b>91 508</b>	<b>837 737</b>
Produit net de l'émission de débetures convertibles	143 090	—	
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires	(9 487)	(4 119)	
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	16 842	
<b>Génération du produit du financement</b>	<b>1 062 848</b>	<b>104 231</b>	<b>958 617</b>
Acquisitions d'entreprises	(872 977)	(152 797)	
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	(134 065)	—	
Diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	34 440	70 203	
Fonds nets investis dans des comptes de réserve	(731)	(85)	
Ajouts aux immobilisations corporelles	(183 028)	(135 656)	
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(9 129)	—	
Rachat des participations minoritaires	(1 700)	—	
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(2 766)	—	
(Ajouts aux) réduction des autres actifs non courants	(190)	1 020	
<b>Utilisation du produit du financement, montant net</b>	<b>(1 170 146)</b>	<b>(217 315)</b>	<b>(952 831)</b>
<b>Réduction du fonds de roulement</b>	<b>(107 298)</b>	<b>(113 084)</b>	<b>5 786</b>

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a emprunté un montant net de 929,2 M\$ et a émis des débetures convertibles d'un montant net de 143,1 M\$, ces éléments ayant été partiellement contrebalancés par un paiement de 9,5 M\$ au titre du rachat d'actions ordinaires. Le montant net emprunté et le produit net de l'émission de débetures convertibles ont servi à l'acquisition d'Alterra ainsi qu'à l'acquisition et à la construction du projet d'énergie solaire Phoebe, et à l'investissement dans Energía Llaima et à l'acquisition de Duquenco au Chili ainsi qu'à l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et des entités d'exploitation Cartier. La Société a utilisé des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions de 34,4 M\$ aux fins surtout du paiement des frais de construction restants se rapportant aux installations Upper Lillooet River, Boulder Creek, Rougemont-1, Vaite, Mesgi'g Uguj's'n et Les Renardières.

## Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

### Décaissements en hausse de 948,9 M\$, à 1 160,9 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Pendant cette période, les principales activités d'investissement ayant eu une incidence sur les flux de trésorerie ont été les suivantes : les acquisitions d'entreprises ont représenté un décaissement de 873,0 M\$ (décaissement de 152,8 M\$ en 2017) pour l'acquisition d'Alterra, des parcs éoliens et des entités d'exploitation Cartier ainsi que de Phoebe, les participations dans des coentreprises et des entreprises associées ont représenté un décaissement de 134,1 M\$ (néant en 2017), les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 183,0 M\$ (décaissement de 135,7 M\$ en 2017); et les fluctuations des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions ont représenté un encaissement de 34,4 M\$ (encaissement de 70,2 M\$ en 2017).

## Trésorerie et équivalents de trésorerie

### En hausse de 17,7 M\$, à 79,6 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 17,7 M\$ (augmentation de 5,7 M\$ pour la période correspondante de 2017), en conséquence du résultat net de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement.

## FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution <sup>1</sup>	Exercices clos les 31 décembre		
	2018	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	209 391	192 451	76 753
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>			
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	11 019	(23 782)	56 442
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(9 652)	(3 973)	(2 730)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(86 079)	(67 572)	(43 220)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup>	(27 984)	(10 425)	(8 571)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)	(5 942)
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>			
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	8 280	6 450	2 970
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	6 092	—	—
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>105 125</b>	<b>87 207</b>	<b>75 702</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	90 215	71 621	68 524
Ratio de distribution	86 %	82 %	91 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces <sup>3</sup>	80 497	67 990	63 346
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	77 %	78 %	84 %

1. Les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution 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.

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. Il s'agit des dividendes déclarés sur les actions ordinaires en circulation qui n'étaient pas enregistrées en vertu du RRD au moment de la déclaration; les dividendes déclarés sur les actions ordinaires enregistrées en vertu du RRD ont été payés sous forme d'actions ordinaires.

## Flux de trésorerie disponibles

Pour évaluer ses résultats d'exploitation, la Société utilise comme indicateur de rendement clé les flux de trésorerie disponibles aux fins de distribution aux actionnaires ordinaires et de réinvestissement pour financer sa croissance. Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas une mesure reconnue selon les IFRS; la Société les calcule comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations 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, les remboursements prévus de capital sur la dette et les dividendes déclarés sur actions privilégiées. Elle soustrait également la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que cette distribution peut ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle les flux de trésorerie disponibles sont générés. La Société tient compte d'autres éléments qui correspondent aux entrées ou aux sorties de trésorerie non représentatives de sa capacité de génération de trésorerie à long terme. Ces ajustements comprennent la réintégration des coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées (financés au moment de l'acquisition) et la réintégration des pertes réalisées ou la déduction des profits réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette liée aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 105,1 M\$, comparativement à 87,2 M\$ pour la période correspondante l'an dernier. 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 des produits de cession.

## Ratio de distribution

Le ratio de distribution représente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles. La Société croit 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 86 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 82 % pour la même période l'an dernier. Cette variation est en grande partie attribuable à des 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, de l'augmentation du dividende trimestriel, de l'émission d'actions additionnelles à la suite de l'exercice d'options sur actions et de l'émission d'actions additionnelles au titre du RRD.

Le ratio de distribution 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. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la Société a engagé des charges liées aux projets potentiels de 19,6 M\$, comparativement à 12,1 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 62 % est surtout attribuable aux activités menées pour soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, à l'exploration des débouchés offerts sur les nouveaux marchés internationaux, tels que les États-Unis, la France, l'Islande et le Chili, aux appels d'offres et aux déclarations d'intérêt futurs dans les provinces canadiennes ainsi qu'à la progression de plusieurs projets potentiels. Sans tenir compte de ces charges discrétionnaires, le ratio de distribution de la Société aurait été inférieur d'environ 13 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 et d'environ 9 % pour la période correspondante précédente.

En ce qui a trait à l'acquisition de la participation restante dans les cinq parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier, la Société a contracté une facilité de crédit à terme d'un an de 228 M\$ pour payer une partie de la transaction et prévoit céder certains actifs ou des parties des actifs existants pour la rembourser. La Société ne prévoit pas devoir recourir à des capitaux propres supplémentaires pour achever ses projets Brúarvirkjun, Phoebe et Foard City qui sont en construction, compte tenu des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation prévus, du financement lié aux projets Brúarvirkjun et Phoebe qui a été obtenu, des capitaux propres supplémentaires provenant du RRD et du produit que la transaction de vente d'actifs devrait générer.

## PERFORMANCE FINANCIÈRE PRÉVUE

Au 31 décembre 2018, la Société compte 68 installations en exploitation ayant une puissance installée nette de 2 082 MW (puissance installée brute de 3 062 MW) et a enregistré une production consolidée de 6 283 GWh.

L'augmentation de la puissance installée et du nombre d'installations en exploitation en 2018 se rapporte à l'acquisition d'Alterra Power Corp. en février 2018 et à une participation de 50 % dans Energía Llaima au Chili qui a été réalisée en juillet 2018. L'augmentation de la puissance installée nette est également attribuable à la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier.

En 2018, il était prévu que l'électricité produite augmente de 41 %, que les produits augmentent de 40 % et que le BAIIA ajusté augmente de 27 %, toutefois, compte tenu de la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier, l'augmentation enregistrée était respectivement de 43 %, 44 % et 29 %. Le BAIIA ajusté proportionnel devait augmenter de 43 %, toutefois, compte tenu du BAIIA ajusté plus élevé que prévu et de l'acquisition d'Energía Llaima, l'augmentation s'est située à 49 %.

La Société fait certaines prévisions afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation. En 2019, la Société s'attend à ce que l'électricité produite augmente de 20 %, que les produits augmentent de 15 %, que le BAIIA ajusté augmente de 15 %, que le BAIIA ajusté proportionnel augmente de 12 % et que les flux de trésorerie disponibles augmentent de 10 %. Outre les activités courantes, ces prévisions reposent sur l'hypothèse que la mise en service commerciale des projets en développement actuels se fera au cours de l'exercice, mais ne tiennent pas compte des acquisitions ou cessions possibles d'actifs ni des projets en développement supplémentaires.

	2019		2018		2017	
Électricité produite (GWh)	approx.	+20 %	6 283	+43 %	4 394	+25 %
Produits	approx.	+15 %	576 616	+44 %	400 263	+37 %
BAIIA ajusté	approx.	+15 %	385 081	+29 %	298 728	+38 %
BAIIA ajusté proportionnel	approx.	+12 %	459 107	+49 %	308 343	+37 %
Flux de trésorerie disponibles prévus	approx.	+10 %	105 125		87 207	
Nombre d'installations en exploitation		70	68		54	
Puissance installée nette (MW)		2 684 <sup>1</sup>	2 082		1 124	
PMLT consolidée, annualisée (GWh)		6 588	6 283		5 036	

1. L'obtention de certains permis pour le projet éolien Foard City a été retardée, ce qui pourrait mener à une diminution de la taille du projet. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Faits saillants de 2018 ».

Innergex a connu une croissance importante en 2018 avec sept acquisitions qui ont ajouté 14 installations en exploitation à notre portefeuille d'actifs. Nous avons également fait progresser huit projets en développement, dont trois sont actuellement en cours de construction.

Nous entendons poursuivre notre réflexion stratégique sur la cession d'actifs choisis à l'égard de notre facilité de crédit d'un an contractée pour l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier. De plus, nous prévoyons réaliser la mise en service commerciale du projet solaire Phoebe et du projet éolien Foard City (selon le délai dont il a été question) aux États-Unis, et nous continuerons à faire progresser nos développements potentiels afin de respecter le calendrier de mise en service commerciale et les budgets. 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.



# INFORMATION SECTORIELLE

## Secteurs géographiques

Au 31 décembre 2018, 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, 6 parcs éoliens et 1 parc solaire au Canada, 15 parcs éoliens en France, 1 centrale hydroélectrique et 2 parcs solaires aux États-Unis ainsi que 2 centrales géothermiques en Islande. La Société est active dans quatre secteurs géographiques principaux, qui sont décrits ci-après :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
<b>Produits</b>		
Canada	387 679	344 440
France	87 016	52 300
Islande	95 198	—
États-Unis	6 723	3 523
	<b>576 616</b>	<b>400 263</b>

	Aux	
	31 décembre 2018	31 décembre 2017
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 757 207	2 977 859
France	956 214	973 740
Islande <sup>2</sup>	832 289	—
États-Unis <sup>3</sup>	526 716	7 052
Chili	154 299	—
	<b>6 226 725</b>	<b>3 958 651</b>

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

2. Comprend le projet hydroélectrique Brúarvirkjun qui est en construction.

3. Comprend le projet solaire Phoebe et le projet éolien Foard City qui sont en construction.

### Canada

Produits en hausse de 13 %, à 387,7 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé en hausse de 26 %, à 3 757,2 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

La hausse des produits pour l'exercice est attribuable principalement à la participation acquise de 62 % dans les parcs éoliens Cartier et à la hausse de la production des parcs éoliens au Québec et de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, l'augmentation des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, découle principalement de l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier, ainsi que d'Alterra, partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

### France

Produits en hausse de 66 %, à 87,0 M\$, pour la période de douze mois close le 31 décembre 2018

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé en baisse de 2 %, à 956,2 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

La hausse des produits pour l'exercice est attribuable principalement à l'incidence annualisée des installations acquises et mises en service en 2017 et à l'accroissement de la production de tous les parcs éoliens en France.

Pour la période close le 31 décembre 2018, la variation des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé en France, découle de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles, contrebalancé en partie par l'incidence du taux de change.

## Islande

Produits de 95,2 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé en baisse de 832,3 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

La hausse des produits et des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé, découle de l'acquisition, en février 2018, de deux centrales géothermiques dans le cadre de l'acquisition d'Alterra.

## États-Unis

Produits en hausse de 91 %, à 6,7 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé en hausse de 526,7 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

La hausse des produits pour l'exercice s'explique principalement par l'ajout des parcs solaires Kokomo et Spartan acquis en février 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra.

L'augmentation des actifs non courants pour la période close le 31 décembre 2018 est surtout attribuable à l'acquisition d'Alterra, qui possède les parcs solaires Kokomo et Spartan et détient des participations dans deux coentreprises et entreprises associées non consolidées établies aux États-Unis, ainsi qu'à l'ajout du projet d'énergie solaire Phoebe et du projet éolien Foard City, qui sont tous les deux en construction.

## Chili

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé de 154,3 M\$ pour l'exercice clos le 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 plus d'information, veuillez vous reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées ».

Pour la période close le 31 décembre 2018, l'augmentation des actifs non courants est imputable à la participation dans Energía Llaima et à l'acquisition du projet hydroélectrique Duquenco, lesquelles ont été réalisées le 3 juillet 2018 et le 5 juillet 2018, respectivement.

## Secteurs opérationnels

Au 31 décembre 2018, la Société comptait cinq secteurs opérationnels : la production hydroélectrique, la production éolienne, la production géothermique, la production solaire et l'aménagement des emplacements.

La Société, par l'entremise des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne, de la production géothermique et de la production solaire, vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques, éoliennes, géothermiques et solaires principalement à des sociétés de services publics et à d'autres contreparties solvables. Par l'entremise du secteur de l'aménagement des emplacements, Innergex analyse les emplacements potentiels et aménage les installations hydroélectriques, éoliennes, géothermiques et solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables » des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. La Société évalue le rendement en fonction du BAIIA ajusté et comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à ceux de la production hydroélectrique, de la production éolienne, de la production géothermique ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

Les secteurs opérationnels de la Société exercent leurs activités en faisant appel à différentes équipes, car chaque secteur nécessite des compétences distinctes.

	SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
	Hydroélectrique	Éolien	Géothermique	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
<b>Exercice clos le 31 décembre 2018</b>						
Production (MWh)	2 825 113	2 200 095	1 196 939	61 289		6 283 436
Produits	238 724	223 579	95 198	19 115	—	576 616
Charges :						
Exploitation	49 746	33 755	53 149	1 222	—	137 872
Frais généraux et administratifs	10 815	16 487	6 114	673	—	34 089
Projets potentiels	—	—	—	—	19 574	19 574
<b>BAlIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>178 163</b>	<b>173 337</b>	<b>35 935</b>	<b>17 220</b>	<b>(19 574)</b>	<b>385 081</b>
<b>Exercice clos le 31 décembre 2017</b>						
Production (MWh)	2 775 715	1 560 425	—	40 057	18 013	4 394 210
Produits	226 211	155 307	—	16 824	1 921	400 263
Charges :						
Exploitation	44 151	26 098	—	678	745	71 672
Frais généraux et administratifs	9 934	7 271	—	144	457	17 806
Projets potentiels	—	—	—	—	12 057	12 057
<b>BAlIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>172 126</b>	<b>121 938</b>	<b>—</b>	<b>16 002</b>	<b>(11 338)</b>	<b>298 728</b>

1. Le BAlIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait 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.

	SITUATION FINANCIÈRE					
	Hydroélectrique	Éolien	Géothermique	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
<b>Au 31 décembre 2018</b>						
Goodwill	20 036	42 438	47 266	93	162	109 995
Total de l'actif	2 577 675	2 442 365	913 081	156 166	391 997	6 481 284
Total du passif	2 313 816	2 438 536	275 956	146 844	346 571	5 521 723
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	8 368	803	13 394	386	165 501	188 452
<b>Au 31 décembre 2017 (montants retraités<sup>1</sup>)</b>						
Goodwill	8 269	30 311	—	—	—	38 580
Total de l'actif	2 425 646	1 651 537	—	101 449	11 824	4 190 456
Total du passif	2 093 158	1 515 468	—	102 765	25 803	3 737 194
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	18 804	352 968	—	12	185 884	557 668

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ».

## Secteur de la production hydroélectrique

Produits en hausse de 6 %, à 238,7 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2018, ce secteur a produit 94 % de la PMLT, comparativement à 93 % de la PMLT à l'an dernier. La production a été inférieure à la PMLT à cause principalement de débits d'eau inférieurs à la moyenne observés en Colombie-Britannique, au Québec et en Ontario et de difficultés liées aux activités d'après-mise en service des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, lesquelles ont été, pour la plupart, résolues.

L'augmentation des produits par rapport à l'exercice précédent est attribuable principalement à l'apport des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, qui ont été mises en service en mars et en mai 2017, ainsi qu'à un meilleur prix de vente à Miller Creek, lequel est établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et à des produits plus élevés en Colombie-Britannique, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par une diminution des produits générés par les centrales québécoises. L'augmentation des charges au cours de la période s'explique principalement par les difficultés liées aux activités d'après-mise en service qui ont été en majeure partie réglées aux centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek. En 2017, les charges d'exploitation pour la période de douze mois ont subi l'incidence d'un montant total de 3,3 M\$ au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 pour Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River, qui ont été cotisés de nouveau à la suite de la décision prise par le ministère des Forêts, des terres et de l'exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique d'appliquer des taux de location plus élevés en fonction de la production combinée des installations, plutôt que d'appliquer des taux inférieurs pour chaque installation selon leur production prise individuellement, comme cela était le cas auparavant. La Société s'est vue refuser l'autorisation d'interjeter appel devant la Cour suprême du Canada de la décision de l'Environmental Review Board pour 2013 et les années suivantes. Un appel est en cours relativement aux années 2011 et 2012 pour des motifs différents qui ne sont pas liés à l'appel précédent auprès de l'Environmental Appeal Board. Depuis 2013, les droits d'utilisation de l'eau de ces installations sont payés aux taux de location plus élevés. Une tranche de 49,99 % du paiement au titre des droits d'utilisation de l'eau a été attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

L'actif total a augmenté depuis le 31 décembre 2017, en raison principalement de l'acquisition, en février 2018, d'Alterra, qui détient des participations dans deux coentreprises et entreprises associées, et de l'investissement dans Energía Llaima, qui détient une participation dans trois centrales hydroélectriques. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2017, en raison principalement de l'acquisition d'Alterra en février 2018 et de l'acquisition d'une participation de 50 % dans Energía Llaima en juillet 2018, partiellement contrebalancé par le remboursement prévu de la dette à long terme.

## Secteur de la production éolienne

Produits en hausse de 44 %, à 223,6 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, ce secteur a produit 100 % de la PMLT, comparativement à 91 % de la PMLT pour la période correspondante l'an dernier. La production était en phase avec la PMLT en raison principalement des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au Québec, partiellement contrebalancés par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne et les interruptions provoquées pour des raisons d'entretien en France.

Les produits ont augmenté en raison principalement de l'apport des parcs éoliens acquis en France en 2017, de la participation de 62 % acquise dans les parcs éoliens Cartier, d'une contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien et de la hausse de la production de tous les parcs éoliens en France et au Québec.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2017 est principalement attribuable à l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier, et à l'acquisition d'Alterra, qui détient des participations dans plusieurs coentreprises et entreprises associées, partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2017 est principalement attribuable à l'acquisition de la participation restante dans les parcs éoliens et entités d'exploitation Cartier, et à l'acquisition d'Alterra, qui détient des participations dans plusieurs coentreprises et entreprises associées, partiellement contrebalancée par le remboursement prévu de la dette à long terme.

## Secteur de la production géothermique

Produits de 95,2 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, ce segment a produit 104 % de la PMLT.

L'augmentation des produits découle de l'acquisition de deux centrales géothermiques en février 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2017 est attribuable à l'acquisition d'Alterra en février 2018, qui comprenait deux centrales géothermiques en Islande et une participation de 30 % dans Blue Lagoon (comptabilisée dans les coentreprises et entreprises associées), partiellement contrebalancées par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2017 est attribuable à l'acquisition d'Alterra en février 2018, qui comprenait deux centrales géothermiques en Islande et une participation de 30 % dans Blue Lagoon (comptabilisée dans les coentreprises et entreprises associées).

### **Secteur de la production solaire**

Produits en hausse de 14 %, à 19,1 M\$, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, ce secteur a produit 101 % de la PMLT, comparativement à 106 % de la PMLT pour la période correspondante l'an dernier. La production était supérieure à la PMLT en raison principalement d'un régime solaire supérieur à la moyenne en Ontario, contrebalancé en partie par des régimes solaires inférieurs à la moyenne en Indiana et au Michigan.

L'augmentation des produits découle de l'ajout des parcs solaires Kokomo et Spartan acquis en février 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2017 est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra, qui détient les parcs solaires Kokomo et Spartan, et à la participation dans Energía Llaima, qui détient une participation dans Pampa Elvira qui n'est pas consolidée, ce qui a été partiellement contrebalancé par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2017 est principalement attribuable à l'acquisition d'Alterra, qui détient les parcs solaires Kokomo et Spartan, et à la participation dans Energía Llaima, qui détient une participation dans Pampa Elvira, ce qui a été partiellement contrebalancé par le remboursement prévu de la dette à long terme.

### **Secteur de l'aménagement des emplacements**

Charges de 19,6 M\$, en hausse de 48 %, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

L'augmentation des charges pour l'exercice est principalement attribuable à des investissements effectués pour explorer des occasions de croissance et à l'ajout des projets potentiels d'Alterra.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2017 découle principalement de l'aménagement du projet solaire Phoebe et du projet éolien Foard City.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2017 est attribuable principalement au projet solaire Phoebe et au projet éolien Foard City.

## RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Périodes de trois mois closes le			
	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018
Production (MWh)	1 747 708	1 556 891	1 823 321	1 136 345
Produits	166,2	140,8	149,5	117,9
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	113,2	91,6	99,1	79,3
(Perte nette réalisée et latente) profit net réalisé et latent sur instruments financiers	(1,6)	(3,0)	12,8	(11,3)
Bénéfice net (perte nette)	14,0	9,4	16,8	(14,6)
Bénéfice net ajusté <sup>1</sup>	13,0	19,5	1,5	(7,2)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	14,7	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 et le bénéfice net ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables à des 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.

<i>montants retraités<sup>2</sup></i> <i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Périodes de trois mois closes le			
	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017
Production (MWh)	1 106 060	1 243 099	1 322 781	722 273
Produits	108,0	108,2	109,5	74,5
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	80,1	81,8	85,9	50,9
(Perte nette réalisée et latente) profit net réalisé et latent sur instruments financiers	(1,4)	(1,0)	(0,5)	5,1
Bénéfice net (perte nette)	3,4	4,2	13,9	(2,5)
Bénéfice net ajusté <sup>1</sup>	3,9	4,8	13,5	(6,5)
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	7,0	5,7	14,4	2,3
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,05	0,04	0,12	0,01
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	17,9	17,9	17,9	17,9
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,165	0,165	0,165	0,165

1. Le BAIIA ajusté et le bénéfice net ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables à des 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.

2. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables ». Seuls les montants de 2017 ont été retraités.

La comparaison des résultats des plus récents trimestres illustre la saisonnalité qui est propre aux actifs de la Société : la production d'électricité, les produits et le BAIIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 41 % de la PMLT consolidée annualisée de la Société, la saisonnalité s'explique par les débits d'eau qui sont habituellement à leur maximum lors du deuxième trimestre en raison de la période de fonte des neiges et à leur niveau le plus bas lors du premier trimestre en raison des températures froides qui limitent les précipitations sous forme de pluie. Toutefois, les primes sur l'électricité produite pendant les mois les plus froids de l'année qui sont prévues dans certains CAÉ des centrales hydroélectriques de la Société atténuent cette saisonnalité. La saisonnalité découle également des régimes de vent, qui sont généralement les plus importants lors des premier et dernier trimestres, le secteur éolien représentant 41 % de la PMLT consolidée annualisée de la Société. L'ensoleillement est à son maximum pendant les mois d'été et à son niveau le plus bas pendant les mois d'hiver. La production géothermique est relativement stable au cours de l'année.

Le lecteur s'attendrait à ce que le résultat net reflète cette saisonnalité propre aux centrales hydroélectriques, aux parcs éoliens et aux parcs solaires. Toutefois, d'autres éléments peuvent influencer ces mesures, certains ayant un impact relativement stable d'un trimestre à un autre, d'autres étant plus variables. Pour la Société, les profits et pertes latents et réalisés sur instruments financiers découlant de l'augmentation ou de la diminution des taux d'intérêt de référence, les fluctuations de

change et les fluctuations des prix de l'aluminium prévus représentent les éléments qui engendrent les fluctuations les plus importantes du résultat net. L'analyse historique du résultat net doit tenir compte de ces facteurs. Il est important de noter que les variations latentes de la valeur marchande des instruments financiers dérivés découlent des mouvements des taux d'intérêt et des taux de change et des variations de la valeur des dérivés incorporés liés à l'aluminium et n'ont pas d'incidence sur le BAIIA ajusté, les charges financières, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution de la Société.

## PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

### Production d'électricité

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre					
	2018			2017		
	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh) <sup>1</sup>	Production en % de la PMLT	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh) <sup>1</sup>	Production en % de la PMLT
Toba Montrose	60 698	78 296	78 %	—	—	—
Shannon	165 436	185 391	89 %	—	—	—
Flat Top	209 528	229 921	91 %	—	—	—
Dokie	103 142	89 468	115 %	—	—	—
Jimmie Creek	13 992	13 441	104 %	—	—	—
Umbata Falls	45 523	33 037	138 %	45 551	33 037	138 %
Viger-Denonville	22 115	20 300	109 %	24 190	20 300	119 %
Peuchén	92 887	66 778	139 %	—	—	—
Mampil	46 496	49 383	94 %	—	—	—
Guayacan	23 478	21 679	108 %	—	—	—
Pampa Elvira	11 647	13 399	87 %	—	—	—

1. Correspond à 100 % de la production d'électricité et de la PMLT de la centrale.

	Exercices clos les 31 décembre					
	2018			2017		
	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh) <sup>1</sup>	Production en % de la PMLT	Production (MWh) <sup>1</sup>	PMLT (MWh) <sup>1</sup>	Production en % de la PMLT
Toba Montrose <sup>2</sup>	655 796	704 194	93 %	—	—	—
Shannon <sup>2</sup>	617 821	646 637	96 %	—	—	—
Flat Top <sup>3</sup>	612 565	666 581	92 %	—	—	—
Dokie <sup>2</sup>	269 421	264 168	102 %	—	—	—
Jimmie Creek <sup>2</sup>	173 571	165 904	105 %	—	—	—
Umbata Falls	121 425	109 101	111 %	136 833	109 101	125 %
Viger-Denonville	77 961	72 400	108 %	73 369	72 400	101 %
Peuchén <sup>4</sup>	134 478	124 738	108 %	—	—	—
Mampil <sup>4</sup>	100 062	98 962	101 %	—	—	—
Guayacan <sup>5</sup>	34 966	33 930	103 %	—	—	—
Pampa Elvira <sup>5</sup>	23 632	26 319	90 %	—	—	—

1. Correspond à 100 % de la production d'électricité et de la PMLT de la centrale.

2. Pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.

3. La mise en service de Flat Top a eu lieu le 23 mars 2018.

4. Pour la période du 5 juillet 2018 au 31 décembre 2018.

5. Pour la période du 3 juillet 2018 au 31 décembre 2018.

## Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises d'Innergex <sup>1</sup> :				
Toba Montrose (40 %)²	1 326	—	20 209	—
Shannon (50 %)²,⁵	985	—	2 804	—
Flat Top (51 %)³,⁵	894	—	2 707	—
Dokie (25,5 %)²	2 804	—	6 109	—
Jimmie Creek (50,99 %)²	747	—	8 142	—
Umbata Falls (49 %)	1 559	1 589	4 189	5 066
Viger-Denonville (50 %)	1 389	1 551	4 834	4 549
Blue Lagoon (30 %)²,⁴	4 148	—	16 590	—
Energía Llaima (50 %)⁶	6 009	—	8 442	—
	19 861	3 140	74 026	9 615

1. La quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex 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.

2. Pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.

3. La mise en service de Flat Top a eu lieu le 23 mars 2018.

4. HS Orka (participation de 53,9 %) détient une participation de 30 % dans Blue Lagoon.

5. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon et Flat Top; toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.

6. Energía Llaima comprend les installations Guayacan (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) pour la période du 3 juillet 2018 au 31 décembre 2018 et les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %) pour la période du 5 juillet 2018 au 31 décembre 2018.

Le sommaire de l'information financière présentée ci-après correspond aux 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 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 (période de 329 jours)	Autres	Total
Produits	30 739	65 435	13 934	15 057	31 610	19 166	9 459	11 724	172 094	—	369 218
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	—	177 460
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	16 884	50 522	5 608	5 307	23 955	15 964	8 549	9 668	55 301	—	191 758
Charges financières	6 043	25 409	632	332	9 659	8 638	2 257	3 423	1 373	—	57 766
Autres (produits) charges, montant net	(3 588)	(495)	(785)	90	360	672	(81)	(72)	1 069	—	(2 830)
Amortissements	7 406	14 988	8 798	10 447	11 327	4 380	4 011	2 517	13 656	—	77 530
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	—	1 135	(12 454)	(6 315)	—	—	(715)	(768)	—	—	(19 117)
Charge d'impôt sur le résultat	1 557	—	—	—	—	—	—	—	10 025	—	11 582
Bénéfice net	5 466	9 485	9 417	753	2 609	2 274	3 077	4 568	29 178	—	66 827
Autres éléments du résultat global	13 780	—	9 906	14 851	—	—	—	(180)	(20 353)	31	18 035
<b>Total du résultat global</b>	<b>19 246</b>	<b>9 485</b>	<b>19 323</b>	<b>15 604</b>	<b>2 609</b>	<b>2 274</b>	<b>3 077</b>	<b>4 388</b>	<b>8 825</b>	<b>31</b>	<b>84 862</b>
Bénéfice attribuable à Innergex	2 715	3 794	10 720	2 502	665	1 160	1 508	2 284	8 762	—	34 110
<b>Total du résultat global attribuable à Innergex</b>	<b>9 605</b>	<b>3 794</b>	<b>15 673</b>	<b>10 076</b>	<b>665</b>	<b>1 160</b>	<b>1 508</b>	<b>2 194</b>	<b>2 650</b>	<b>31</b>	<b>47 356</b>
Distributions reçues des coentreprises et entreprises associées par la Société	—	7 000	2 202	3 232	510	2 295	1 790	2 013	7 557	—	26 599

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 » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

## Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercice clos le 31 décembre 2017		
	Umbata Falls	Viger-Denonville	Total
Produits	11 645	10 998	22 643
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 307	1 899	3 206
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	10 338	9 099	19 437
Charges financières	2 392	3 466	5 858
Autres charges (produits), montant net	23	(40)	(17)
Amortissements	4 016	2 815	6 831
Profit net latent sur instruments financiers	(2 056)	(575)	(2 631)
Bénéfice net	5 963	3 433	9 396
Autres éléments du résultat global	—	1 630	1 630
<b>Total du résultat global</b>	<b>5 963</b>	<b>5 063</b>	<b>11 026</b>
Bénéfice net attribuable à :			
Innergex	2 921	1 717	4 638
Résultat global total attribuable à :			
Innergex	2 921	2 532	5 453
<b>Distributions reçues des coentreprises et entreprises associées par la Société</b>	<b>1 823</b>	<b>1 378</b>	<b>3 201</b>

1. Le BAlIA 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.

## Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2018								
	Energia Laima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger- Denonville	Blue Lagoon
Trésorerie et équivalents de trésorerie	30 531	13 348	6 329	5 786	2 776	7 298	2 866	1 857	10 144
Autres actifs courants	34 067	8 881	3 466	7 896	11 427	3 319	903	1 093	13 375
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	389 088	482 951	225 788,2	231 632	56 872	53 757	538 975
	635 070	784 700	398 883	496 633	239 991	242 249	60 641	56 707	562 494
Fournisseurs et autres créditeurs	3 849	5 229	12 197	12 178	2 460	3 682	241	746	25 470
Autres passifs courants	11 048	9 800	4 663	10 491	7 554	925	3 181	3 405	13 203
Passifs courants	14 897	15 029	16 860	22 669	10 014	4 607	3 422	4 151	38 673
Passifs non courants	244 620	567 230	12 075	13 492	133 815,2	165 990	38 023	49 652	70 180
Participation au partage fiscal	—	—	227 759	283 661	22	—	—	—	—
Capitaux propres des associés/ commanditaires	308 598	202 441	142 189	176 811	96 162	71 652	19 196	2 904	453 641
Participations ne donnant pas le contrôle	66 955	—	—	—	—	—	—	—	—
	635 070	784 700	398 883	496 633	239 991	242 249	60 641	56 707	562 494

## Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2017	
	Umbata Falls	Viger-Denonville
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 620	1 760
Autres actifs courants	1 930	1 245
<b>Actifs courants</b>	<b>3 550</b>	<b>3 005</b>
Actifs non courants	60 658	53 812
<b>Actifs non courants</b>	<b>64 208</b>	<b>56 817</b>
Fournisseurs et autres créditeurs	198	744
Autres passifs courants	3 314	3 611
<b>Passifs courants</b>	<b>3 512</b>	<b>4 355</b>
Passifs non courants	40 924	49 920
Capitaux propres des associés	19 772	2 542
<b>Capitaux propres des associés</b>	<b>64 208</b>	<b>56 817</b>

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.

### Sommaire des participations dans des coentreprises et des entreprises associées

	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018										
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Blue Lagoon	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2018	—	—	—	—	—	—	9 688	1 272	—	51	11 011
Acquisitions d'entreprises	—	84 182	57 623	80 810	24 366	37 670	—	—	141 135	—	425 786
Augmentation de la participation	144 694	—	—	2 520	—	—	—	—	—	5	147 219
Quote-part du bénéfice (de la perte)	2 715	3 794	10 720	2 502	665	1 160	1 508	2 284	8 762	—	34 110
Quote-part des autres éléments du résultat global	6 890	—	4 953	7 574	—	—	—	(90)	(6 112)	31	13 246
Écarts de change	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Distributions reçues	—	(7 000)	(2 202)	(3 232)	(510)	(2 295)	(1 790)	(2 013)	(7 557)	—	(26 599)
<b>Solde au 31 décembre 2018</b>	<b>154 299</b>	<b>80 976</b>	<b>71 094</b>	<b>90 174</b>	<b>24 521</b>	<b>36 535</b>	<b>9 406</b>	<b>1 453</b>	<b>136 228</b>	<b>87</b>	<b>604 773</b>

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.

### Sommaire des participations dans des coentreprises et des entreprises associées

	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017			
	Umbata Falls	Viger-Denonville	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2017	8 590	118	51	8 759
Quote-part du bénéfice	2 921	1 717	—	4 638
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	815	—	815
Distributions reçues	(1 823)	(1 378)	—	(3 201)
<b>Solde au 31 décembre 2017</b>	<b>9 688</b>	<b>1 272</b>	<b>51</b>	<b>11 011</b>

## Toba Montrose

La Société détient une participation comportant droit de vote de 51 % et une participation économique participative de 40 % dans les centrales hydroélectriques East Toba et Montrose Creek (« Toba Montrose »). En 2046, la participation économique de la Société passera à 51 % sans aucune contrepartie additionnelle.

Pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018, la production s'est établie à 93 % de la PMLT en raison surtout de débits d'eau inférieurs à la moyenne.

Toba Montrose a enregistré un bénéfice net de 9,5 M\$ pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.

Toba Montrose utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt amortissable de 92,7 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Toba Montrose avait une valeur négative nette de 30,7 M\$ au 31 décembre 2018.

## Shannon

La Société détient une participation de commanditaire de 50 % dans le parc éolien Shannon, la participation de commanditaire restante de 50 % et la participation au partage fiscal étant détenues par des tiers.

Pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018, la production s'est établie à 96 % de la PMLT en raison surtout de régimes éoliens inférieurs à la moyenne.

Shannon a inscrit un bénéfice net de 9,4 M\$ pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.

Le 29 juin 2015, Shannon a conclu une couverture du prix de l'électricité à long terme pour la période s'échelonnant du 1er juin 2016 au 31 mai 2029. Cette couverture confère le droit à Shannon de recevoir un prix fixe en dollars par MWh pour une quantité déterminée d'électricité. Shannon et le fournisseur de couverture procèdent au règlement sur la base du montant net mensuellement. Shannon couvre environ 85 % de sa production et la couverture du prix de l'électricité avait une valeur positive nette de 47,7 M\$ au 31 décembre 2018.

La mise en œuvre d'un programme de crédits d'impôt sur la production (« CIP ») constitue l'un des incitatifs les plus importants pour la production d'énergie renouvelable aux États-Unis. Aux termes de ce programme, les sociétés qui produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, y compris l'énergie éolienne, sont admissibles à des crédits d'impôt qui procurent un avantage fiscal pour chaque unité de production au cours des dix premières années de l'exploitation de la centrale (jusqu'en 2025 pour Shannon). Les investisseurs participant au partage fiscal dans Shannon se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP de Shannon et une partie de la trésorerie générée 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 proportion de 5 % des distributions en trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera répartie entre les investisseurs participant au partage fiscal dans Shannon, et une proportion de 95 % de toutes les distributions en trésorerie et de tout le bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera attribuée aux commanditaires.

Pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018, le parc éolien a généré des CIP d'environ 14,6 M\$ US (15,5 M\$).

L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal et aux commanditaires est décrite dans le tableau ci-dessous. La répartition changera lorsque les investisseurs participant au partage fiscal atteindront leur rendement attendu.

	Investisseurs participant au partage fiscal	Commanditaires
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	99,0 %	1,0 %
Distributions en trésorerie	64,1 %	35,9 %

En raison des vents exceptionnellement faibles au parc éolien au cours de certaines périodes de 2016 et de 2017, la pondération des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal est plus élevée depuis le premier trimestre de 2017. Les distributions en trésorerie sont déterminées en fonction d'un test trimestriel qui mesure la trésorerie générée et cumulée depuis le financement par des investisseurs participant au partage fiscal (14 décembre 2015), et la répartition entre les investisseurs participant au partage fiscal et les commanditaires est fondée sur des distributions cumulées.

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, 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 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 commanditaire de 51 % dans le parc éolien Flat Top, la participation de commanditaire 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.

Pour la période du 23 mars 2018 au 31 décembre 2018, la production s'est établie à 92 % de la PMLT en raison surtout de régimes éoliens inférieurs à la moyenne et des activités d'après-mise en service.

Flat Top a inscrit un bénéfice net de 0,8 M\$ de dollars pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 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 la Société de recevoir un prix fixe en dollars par MWh pour une quantité déterminée d'électricité. Flat Top et le fournisseur de couverture procèdent au règlement sur la base du montant net mensuellement. Flat Top couvre environ 81 % de sa production et la couverture du prix de l'électricité avait une valeur positive nette de 16,7 M\$ au 31 décembre 2018.

La mise en œuvre d'un programme de crédits d'impôt sur la production (« CIP ») constitue l'un des incitatifs les plus importants pour la production d'énergie renouvelable aux États-Unis. Aux termes de ce programme, les sociétés qui produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, y compris l'énergie éolienne, sont admissibles à des crédits d'impôt qui procurent un avantage fiscal pour chaque unité de production au cours des dix premières années de l'exploitation de la centrale (jusqu'en 2028 pour Flat Top). Les investisseurs participant au partage fiscal dans Flat Top se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP de Flat Top et une partie de la trésorerie générée 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 proportion de 5 % des distributions en trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera répartie entre les investisseurs participant au partage fiscal dans Flat Top, et une proportion de 95 % de toutes les distributions en trésorerie et de tout le bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera attribuée aux commanditaires.

Pour la période du 23 mars 2018 au 31 décembre 2018, le parc éolien a généré des CIP d'environ 14,5 M\$ US (19,1 M\$).

La répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal et aux commanditaires est décrite dans le tableau ci-dessous. La répartition changera lorsque les investisseurs participant au partage fiscal atteindront leur rendement attendu.

	Investisseurs participant au partage fiscal	Commanditaires
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	99,00 %	1,00 %
Distributions en trésorerie	21,97 %	78,03 %

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, 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 les clauses de dédommagement couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

## Dokie

La Société détient une participation comportant droit de vote et de participation de 25,5 % dans le parc éolien Dokie.

Pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018, la production s'est établie à 102 % de la PMLT en raison surtout de régimes éoliens supérieurs à la moyenne.

Dokie a enregistré un bénéfice net de 2,6 M\$ pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.

## Jimmie Creek

La Société détient une participation comportant droit de vote et de participation de 50,99 % dans la centrale hydroélectrique Jimmie Creek.

Pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018, la production s'est établie à 105 % de la PMLT en raison surtout des débits d'eau supérieurs à la moyenne.

Le bénéfice net de Jimmy Creek s'est chiffré à 2,3 M\$ pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.

## Umbata Falls

La Société détient une participation comportant droit de vote et de participation de 49 % dans la centrale hydroélectrique Umbata Falls.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la production s'est établie à 111 % de la PMLT en raison de débits d'eau supérieurs à la moyenne.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la baisse du BAIIA ajusté est principalement attribuable aux niveaux de production plus faibles par rapport à l'an dernier et à la fin des subventions accordées aux termes du programme écoÉNERGIE en mai 2018.

L'augmentation du bénéfice net au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 reflète essentiellement une baisse de la perte nette latente sur instruments financiers.

## Viger-Denonville

La Société détient une participation comportant droit de vote et de participation de 50 % dans le parc éolien Viger-Denonville.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la production s'est établie à 108 % de la PMLT en raison surtout du régime éolien supérieur à la moyenne.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, l'augmentation du BAIIA ajusté, par rapport à l'an dernier, est principalement attribuable à la hausse de la production.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, l'augmentation du bénéfice net, par rapport à l'an dernier, est principalement attribuable à la hausse du BAIIA ajusté.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la diminution du total du résultat global est principalement attribuable à la comptabilisation d'une perte pour les autres éléments du résultat global alors qu'en 2017 un bénéfice avait été comptabilisé pour les autres éléments du résultat global.



## Energía Llaima

La Société détient une participation comportant droit de vote et de participation de 50 % dans Energía Llaima qui vend l'électricité produite par les centrales hydroélectriques Guayacan (participation de 69,47 %), Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %) et par le parc solaire thermique Pampa Elvira (participation de 55 %), situés au Chili.

Pour la période du 3 juillet 2018 au 31 décembre 2018, la production issue des quatre installations s'est élevée à 103 % de la PMLT, en raison essentiellement des débits d'eau supérieurs à la moyenne observés aux centrales hydroélectriques, ce qui a été contrebalancé en partie par les travaux de réparation et d'entretien effectués à Pampa Elvira.

Pour la période du 3 juillet 2018 au 31 décembre 2018, Energía Llaima a comptabilisé un bénéfice net de 5,5 M\$.

## Blue Lagoon

HS Orka détient une participation de 30 % dans Blue Lagoon hf., qui exploite le spa géothermal Blue Lagoon, en Islande.

Blue Lagoon a inscrit un bénéfice net de 8,8 M\$ pour la période du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.

## Engagements des coentreprises et des entreprises associées

Au 31 décembre 2018, la quote-part de la Société des paiements prévus au titre des engagements liés aux coentreprises et aux entreprises associées est la suivante :

Années	Production hydroélectrique	Production éolienne	Total
2019	1 606	4 494	6 100
2020	1 420	4 497	5 917
2021	1 439	5 060	6 499
2022	1 458	5 063	6 521
2023	1 477	5 067	6 544
Par la suite	40 094	46 737	86 831
<b>Total</b>	<b>47 494</b>	<b>70 918</b>	<b>118 412</b>

## FILIALES À MOINS DE 100 %

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.

### HS Orka hf (« HS Orka »)

La Société détient une participation comportant droit de vote et de participation de 53,9 % dans HS Orka, qui produit et vend de l'électricité à partir de deux centrales géothermiques situées en Islande, soit Reykjanes et Svartsengi.

#### Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global – HS Orka

	Période de 329 jours close le 31 décembre 2018
Produits	95 198
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	27 906
Bénéfice net <sup>2</sup>	1 998
Autres éléments du résultat global	(36 711)
<b>Total du résultat global</b>	<b>(34 713)</b>
Bénéfice net attribuable à :	
Innergex	1 077
Participations ne donnant pas le contrôle	921
	<b>1 998</b>
Total du résultat global attribuable à :	
Innergex	(18 710)
Participations ne donnant pas le contrôle	(16 003)
	<b>(34 713)</b>

1. Le BAlIA 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.

2. Les charges comprennent aussi des charges hors trésorerie telles que les amortissements totalisant 19,8 M\$ et une perte nette latente sur les instruments financiers liée aux dérivés incorporés totalisant 16,9 M\$, ce qui a été annulé en partie par le bénéfice de 8,8 M\$ généré par Blue Lagoon pour la période de 329 jours close le 31 décembre 2018.

Pour la période allant du 6 février 2018 au 31 décembre 2018, le bénéfice net de 2,0 M\$ découle principalement de la production élevée, qui a représenté 104 % de la production prévue au budget, en partie contrebalancée par les coûts de production et les variations de la juste valeur des dérivés incorporés.

#### Sommaire de l'état de la situation financière – HS Orka

	Au 31 décembre 2018
Actifs courants	33 526
Actifs non courants	832 290
	<b>865 816</b>
Passifs courants	36 620
Passifs non courants	205 088
Capitaux propres attribuables à Innergex	341 443
Participations ne donnant pas le contrôle	282 665
	<b>865 816</b>

## Harrison Hydro Limited Partnership (« Harrison Hydro L.P. ») et ses filiales

La Société détient une participation comportant droit de vote et de participation de 50,01 % dans Harrison Hydro Limited Partnership, qui a des participations dans six centrales hydroélectriques : Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River.

### Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global – Harrison Hydro L.P.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Produits	50 509	50 891
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	40 411	36 847
Perte nette et résultat global	(4 172)	(6 798)
<b>(Perte nette) bénéfice net et résultat global attribuables à :</b>		
Innergex	(2 565)	(3 970)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 607)	(2 828)
	(4 172)	(6 798)

1. Le BAlIA ajusté n'est pas une mesure reconnue 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la diminution de la perte nette est principalement attribuable à une charge non récurrente de 3,3 M\$ enregistrée en 2017 au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 pour les installations de Harrison Hydro L.P., qui ont été cotisés de nouveau à la suite de la décision prise par le ministère des Forêts, des terres et de l'exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique d'appliquer des taux de location plus élevés en fonction de la production combinée des installations, plutôt que d'appliquer des taux inférieurs pour chaque installation selon leur production prise individuellement, comme cela était le cas auparavant. La demande d'autorisation de la Société d'interjeter appel devant la Cour suprême du Canada de la décision de l'Environmental Review Board portant sur toutes les années à compter de 2013 a été rejetée. Une autre demande d'autorisation d'interjeter appel, dont les motifs sont différents de ceux de la demande antérieure, a été soumise à l'égard de la décision visant les années 2011 et 2012. Depuis 2013, les droits d'utilisation de l'eau pour ces installations sont payés au taux de location le plus élevé. Une tranche de 49,99 % du paiement au titre des droits d'utilisation de l'eau a été attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

### Sommaire des états de la situation financière – Harrison Hydro L.P.

	Aux	
	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	20 642	13 376
Actifs non courants	587 713	601 105
	608 355	614 481
Passifs courants	17 480	17 163
Passifs non courants	451 381	453 647
Capitaux propres attribuables à Innergex	88 218	90 787
Participations ne donnant pas le contrôle	51 276	52 884
	608 355	614 481

La diminution des capitaux propres attribuables à Innergex et des participations ne donnant pas le contrôle s'explique principalement par la comptabilisation d'une perte globale.

## Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

La Société détient une participation comportant droit de vote de 50,0 % dans Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, qui possède la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek et toutes les parts privilégiées.

### Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global – Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Produits	17 899	19 016
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	13 846	15 234
Perte nette et résultat global	(2 096)	(890)
Perte nette et résultat global attribuables à :		
Innergex	(1 048)	(445)
Participation ne donnant pas le contrôle	(1 048)	(445)
	(2 096)	(890)

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la diminution des produits et du BAIIA ajusté est attribuable principalement aux niveaux de production inférieurs à ceux de l'exercice précédent. La comptabilisation d'une perte nette est attribuable principalement à la comptabilisation d'une distribution de 4,1 M\$ (4,2 M\$ en 2017) payable à la Société sur les parts privilégiées de 39,8 M\$ ainsi qu'aux intérêts sur le financement par emprunt subordonné de 3,7 M\$ payable à un associé. Sans tenir compte de ces éléments, le bénéfice net se serait établi à 2,0 M\$ (3,3 M\$ en 2017).

### Sommaire des états de la situation financière – Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

	Aux	
	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	4 306	7 335
Actifs non courants	169 408	172 223
	173 714	179 558
Passifs courants	5 428	7 919
Passifs non courants	191 784	193 480
Innergex	(11 282)	(10 672)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(12 216)	(11 169)
	173 714	179 558

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, l'augmentation du déficit attribuable aux propriétaires découle essentiellement de la perte nette encourue.

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

La Société détient une participation comportant droit de vote de 50 % dans Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., qui possède le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n, et une participation de 72,4 % en 2018 (la participation devrait s'amenuiser au fil du temps).

### Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global – Mesgi'g Ugju's'n

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Produits	62 592	51 845
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	55 766	46 219
Bénéfice net	33 137	21 825
Autres éléments du résultat global	(174)	3 246
<b>Total du résultat global</b>	<b>32 963</b>	<b>25 071</b>
Bénéfice net attribuable à :		
Innergex	23 981	15 795
Participation ne donnant pas le contrôle	9 156	6 030
	<b>33 137</b>	<b>21 825</b>
Total du résultat global attribuable aux :		
Innergex	23 855	18 144
Participation ne donnant pas le contrôle	9 108	6 927
	<b>32 963</b>	<b>25 071</b>

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, l'augmentation du bénéfice net est principalement attribuable à la hausse de la production découlant des régimes éoliens supérieurs à la moyenne et à la contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement.

### Sommaire des états de la situation financière – Mesgi'g Ugju's'n

	Aux	
	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	23 533	21 727
Actifs non courants	276 142	283 271
	<b>299 675</b>	<b>304 998</b>
Passifs courants	12 500	16 004
Passifs non courants	246 394	247 867
Capitaux propres attribuables à Innergex	44 575	44 826
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(3 794)	(3 699)
	<b>299 675</b>	<b>304 998</b>

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les capitaux propres attribuables aux propriétaires sont demeurés stables du fait que la valeur des distributions aux propriétaires est similaire à celle du résultat global.

## Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (« Société en commandite SM »)

La Société détient 50,01 % des unités ordinaires et la totalité des unités privilégiées de la Société en commandite SM, qui possède la centrale hydroélectrique Sainte-Marguerite.

### Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global – Société en commandite SM

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Produits	11 246	12 755
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	8 502	10 507
Perte nette et résultat global	(4 315)	(2 104)
Perte nette et résultat global attribuables à :		
Innergex	(2 158)	(1 052)
Participation ne donnant pas le contrôle	(2 157)	(1 052)
	(4 315)	(2 104)

1. Le BAlIA ajusté n'est pas une mesure reconnue 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, l'augmentation de la perte nette et du résultat global est principalement attribuable à la baisse de la production et des produits par rapport à l'exercice précédent. Une distribution de 4,6 M\$ payable à Innergex sur les parts privilégiées de 43,7 M\$ a été comptabilisée. Sans tenir compte de la distribution sur les parts privilégiées, le bénéfice net se serait établi à 0,3 M\$.

### Sommaire des états de la situation financière – Société en commandite SM

	Aux	
	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	1 542	2 794
Actifs non courants	126 863	129 614
	128 405	132 408
Passifs courants	6 550	8 085
Passifs non courants	122 915	121 067
Capitaux propres attribuables à Innergex	7 711	9 870
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(8 771)	(6 614)
	128 405	132 408

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires est surtout attribuable à la perte nette et au résultat global.

## Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales (« Innergex Europe »)

La Société détient une participation de 69,55 % dans Innergex Europe, qui possède les parcs éoliens Antoigné, Beaumont, Bois d'Anchat, Bois des Cholletz, Les Renardières, Longueval, Montjean, Plan Fleury, Porcien, Rougemont 1-2, Theil-Rabier, Vaite, Vallottes et Yonne. De plus, la Société détient toutes les parts privilégiées.

### Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global – Innergex Europe

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Produits	87 016	52 300
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	68 626	40 164
Perte nette	(17 989)	(23 538)
Autres éléments du résultat global	1 130	354
<b>Total du résultat global</b>	<b>(16 859)</b>	<b>(23 184)</b>
Perte nette attribuable à :		
Innergex	(12 511)	(16 370)
Participations ne donnant pas le contrôle	(5 478)	(7 168)
	<b>(17 989)</b>	<b>(23 538)</b>
Total du résultat global attribuable à :		
Innergex	(11 602)	(16 124)
Participations ne donnant pas le contrôle	(5 257)	(7 060)
	<b>(16 859)</b>	<b>(23 184)</b>

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la production s'est établie à 90 % de la PMLT, en raison principalement des régimes éoliens inférieurs à la moyenne et des pannes occasionnées par les travaux d'entretien, ce qui représente toutefois une augmentation de la production de 57 % par rapport à l'an dernier. La diminution de la perte nette est principalement attribuable à la hausse des produits, qui découle de l'augmentation de la production et des nouvelles installations mises en service et acquises en 2017, ce qui a été contrebalancé en partie par l'augmentation des charges financières et de la dotation aux amortissements. Les charges comprennent des intérêts de 6,7 M\$ payables à Desjardins sur la débenture de 78,0 M\$ (5,0 M\$ sur la débenture de 78,0 M\$ en 2017) et une distribution de 15,2 M\$ payable à Innergex sur les parts privilégiées de 178,1 M\$ (11,5 M\$ sur les parts privilégiées de 178,1 M\$ en 2017). Sans tenir compte de ces éléments, le bénéfice net se serait établi à 3,9 M\$ (perte nette de 5,1 M\$ en 2017). Les charges comprennent aussi les charges hors trésorerie telles que les amortissements totalisant 47,8 M\$ (31,7 M\$ en 2017).

### Sommaire des états de la situation financière – Innergex Europe

	Aux	
	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	40 787	76 091
Actifs non courants	957 524	967 260
	<b>998 311</b>	<b>1 043 351</b>
Passifs courants	140 042	119 935
Passifs non courants	888 376	934 396
Déficit attribuable à Innergex	(34 969)	(21 541)
Participations ne donnant pas le contrôle	4 862	10 561
	<b>998 311</b>	<b>1 043 351</b>

La diminution des actifs courants est attribuable à la baisse des débiteurs liée au remboursement des taxes à la consommation pour les parcs éoliens Plan Fleury, Les Renardières et Theil-Rabier ainsi qu'à la diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, qui découle des sommes utilisées aux fins du paiement des frais restants relatifs à la construction des installations Rougemont 1-2, Vaite, Plan Fleury et Les Renardières.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, l'augmentation du déficit attribuable à Innergex s'explique essentiellement par la perte nette.

## Spartan

La Société détient 100 % de la participation de commanditaire dans le parc solaire Spartan et ne détient aucune participation au partage fiscal, cette dernière étant détenue par un tiers.

### Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global – Spartan

	Période de 329 jours close le 31 décembre 2018
Produits	1 781
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	1 373
Perte nette	(444)
Autres éléments du résultat global	1 641
<b>Total du résultat global</b>	<b>1 197</b>
Perte nette attribuable aux :	
Investisseur participant au partage fiscal	(530)
Innergex	86
	<b>(444)</b>
Total du résultat global attribuable aux :	
Investisseur participant au partage fiscal	483
Innergex	714
	<b>1 197</b>

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 » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

### Sommaire de l'état de la situation financière – Spartan

	Au 31 décembre 2018
Actifs courants	1 012
Actifs non courants	28 342
	<b>29 354</b>
Passifs courants	882
Passifs non courants	12 687
Participation au partage fiscal	11 547
Capitaux propres attribuables à Innergex	4 238
	<b>29 354</b>



## Kokomo

La Société détient une participation de commanditaire de 90 % dans le parc solaire Kokomo, la participation de commanditaire restante de 10 % et la participation fiscale étant détenues par des tiers.

### Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global – Kokomo

	Période de 329 jours close le 31 décembre 2018
Produits	844
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	607
Perte nette	(251)
Autres éléments du résultat global	636
<b>Total du résultat global</b>	<b>385</b>
Perte nette attribuable aux :	
Investisseur participant au partage fiscal	(211)
Commanditaire	(40)
	<b>(251)</b>
Total du résultat global attribuable aux :	
Investisseur participant au partage fiscal	182
Commanditaire	203
	<b>385</b>

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 » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

### Sommaire de l'état de la situation financière – Kokomo

	Au 31 décembre 2018
Actifs courants	160
Actifs non courants	13 318
	<b>13 478</b>
Passifs courants	596
Passifs non courants	5 546
Participation au partage fiscal	4 804
Participation des commanditaires	2 532
	<b>13 478</b>

## 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. 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 (la perte nette) ajusté (e), les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
		montants retraités <sup>1</sup>		montants retraités <sup>1</sup>
Bénéfice net	13 953	3 513	25 718	19 136
Charge (recouvrement) d'impôt	1 376	(451)	2 694	7 101
Charges financières	55 444	40 398	199 804	147 492
Amortissements	48 349	34 476	171 797	129 429
BAIIA	119 122	77 936	400 013	303 158
Autres charges, montant net	9 139	2 480	15 273	2 453
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(16 722)	(1 707)	(34 110)	(4 638)
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	1 612	1 350	3 905	(2 245)
BAIIA ajusté	113 151	80 059	385 081	298 728
Marge du BAIIA ajusté	68 %	74 %	67%	75 %

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de méthodes comptables ».

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net auquel est ajouté (duquel est déduit) 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. 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.

Les références à la « quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent les participations d'Innergex dans les capitaux propres ou les participations de commanditaire de ces coentreprises et entreprises associées, s'il y a lieu, du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises et des entreprises associées » du présent rapport de gestion.

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'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 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.

Les références au « bénéfice net [(à la) perte nette] ajusté(e) » visent le bénéfice net (la perte nette) 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 Normes internationales d'information financière exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché et que les variations de celle-ci 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 (la perte nette) ajusté(e) 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 (la perte nette) ajusté(e) ne doit pas être considéré(e) comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion pour le rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) ajusté(e).

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 tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour 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 » du présent rapport de gestion pour le rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

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.

## 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 »). Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croît », « 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 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 prévue, 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, la cession éventuelle d'actifs choisis par la Société, 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, des ressources géothermiques, 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, de l'obtention des approbations réglementaires et de la cession d'actifs choisis.

**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 présent rapport de gestion 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 (y compris par l'entremise de la cession éventuelle d'actifs choisis); sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens, des ressources géothermiques et 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 contrats existants; la fluctuation 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 (y compris l'acquisition des parcs éoliens Cartier); l'intégration des entreprises acquises ou à acquérir (y compris l'acquisition d'Alterra et l'acquisition des parcs éoliens Cartier); 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 (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, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; la cybersécurité; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurances; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou qui peut être abaissée; l'intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées et le fait que les produits provenant de certaines installations vont fluctuer 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 ressources géothermiques; les risques liés aux prix de l'aluminium; les événements géologiques, éboulements, avalanches, tornades, ouragans ou autres événements en dehors du contrôle de la Société; les réclamations défavorables sur les titres de propriété; les responsabilités inconnues; la dépendance à l'égard de

la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger nos droits et l'information confidentielle; et les risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite 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.

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>Production prévue</b></p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme 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, pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires, et pour les centrales d'énergie géothermique, les ressources géothermiques passées, l'épuisement des ressources géothermiques au fil du temps, la technologie utilisée et la perte d'énergie potentielle avant la livraison. 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 (Dokie, East Toba, Flat Top, Guyacán, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et des ressources géothermiques</p> <p>Risques liés aux ressources géothermiques</p> <p>Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophes naturelles et cas de force majeure</p> <p>Risques politiques et réglementaires affectant la production</p> <p>Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production</p> <p>Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes</p> <p>Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport</p> <p>Litiges</p>
<p><b>Produits prévus</b></p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris 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. Les produits des installations de HS Orka fluctuent également en fonction du prix de l'aluminium, puisque certains des CAÉ sont liés à ce prix. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité 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. Cette consolidation exclut les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »</p> <p>Dépendance envers diverses formes de CAÉ</p> <p>Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité</p> <p>Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité</p> <p>Changements dans la conjoncture économique générale</p> <p>Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>BAlIA ajusté prévu</b></p> <p>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. Le BAlIA ajusté consolidé exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville). 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 BAlIA ajusté prévu ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »</p>
<p><b>BAlIA ajusté proportionnel prévu</b></p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime le BAlIA ajusté proportionnel annuel en additionnant le BAlIA ajusté prévu et la quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises d'Innergex (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »</p>
<p><b>Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de payer un dividende trimestriel</b></p> <p>La Société estime les flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien estimées déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.</p> <p>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.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p> <p>Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende.</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>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</b></p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations</p> <p>Exécution par les principales contreparties, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Capacité à obtenir les terrains appropriés</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement</p> <p>Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable</p> <p>Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques d'ordre réglementaire et politique</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</p> <p>Catastrophe naturelle</p> <p>Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures</p> <p>Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers</p> <p>Résultats du processus de demande de règlements d'assurance</p>
<p><b>Intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres</b></p> <p>La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets 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.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p> <p>Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants</p> <p>Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p>
<p><b>Admissibilité aux CIP et aux crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)</b></p> <p>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.</p>	<p>Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>Cession éventuelle de certains actifs</b></p> <p>La capacité de la Société à recenser les acquéreurs potentiels pour certains actifs de la Société et sa capacité à évaluer et à réaliser la valeur de ces actifs dans le cadre d'une cession et au moment de la réalisation de la transaction.</p>	<p>Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Risques d'ordre réglementaire et politique</p> <p>Rendement des contreparties</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p> <p>Fluctuation affectant les prix éventuels de l'électricité</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, des ressources géothermiques et des régimes éoliens et solaires.</p> <p>Incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures (y compris l'acquisition des parcs éoliens Cartier)</p> <p>Capacité de lever des capitaux supplémentaires et état du marché des capitaux</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement</p>

## 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](http://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 attractifs pour poursuivre sa croissance. De plus, cette stratégie peut exiger la cession par la Société de certains actifs, la poursuite de nouvelles occasions, le soutien ou la réalisation des avantages d'acquisitions réalisées ou futures, la mobilisation de capitaux supplémentaires et/ou la réduction des dettes de la Société.

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

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

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

De plus, les efforts de mobilisation de capitaux de la Société pourraient comprendre l'émission et la vente d'actions ordinaires supplémentaires, ou de titres d'emprunt convertibles en actions ordinaires, lesquels pourraient, selon le prix auquel ils sont



vendus ou convertis, avoir un effet dilutif important pour les porteurs des actions ordinaires de la Société et une incidence négative sur le cours des actions ordinaires de la Société.

### **Risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés**

Les instruments financiers dérivés sont conclus avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend du rendement de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait comporter un risque de liquidité. Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme sur obligations à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt et contrats de change. La Société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque de fluctuation des taux d'intérêt sur son financement par emprunt ou de fluctuation des devises étrangères ou du prix du marché de l'électricité. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

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

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

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

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

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

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

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

Si la Société est incapable d'obtenir ou de renouveler des CAÉ pour ses actifs en développement, ou de maintenir ou de renouveler les CAÉ pour ses actifs productifs ou contrat de vente pour 100 % de la production, la Société peut être contrainte de vendre l'électricité produite au prix du marché. Bien que la majorité de la production du parc éolien Shannon et du parc éolien Flat Top soit vendue, y compris celle du projet solaire Phoebe lorsqu'il sera achevé, conformément à des CAÉ à long terme, la production qui n'est pas vendue sous un contrat à long terme de couverture énergétique est et sera assujettie aux prix des marchands. Si la Société est incapable de produire suffisamment d'énergie pour satisfaire à ses obligations contractuelles en vertu des CAÉ, la Société sera obligée d'acheter de l'énergie provenant de tiers aux prix des marchands. Si

le point de règlement des contrats à long terme de couverture énergétique (une forme de CAÉ) de la Société diffère du point d'interconnexion, les ventes d'électricité en vertu de cette couverture énergétique seront assujetties aux risques de localisation. Cette différence potentielle de tarification est désignée comme étant « un différentiel de base ». Selon les particularités spécifiques aux couvertures énergétiques, un grand différentiel de base pourrait obliger la Société à acheter de l'énergie de tiers aux prix des marchands, ou compléter autrement le différentiel de base au fournisseur de couverture énergétique. Les ventes d'électricité sous des couvertures énergétiques doivent également être vendues en blocs de périodes horaires. Si la production de la Société au sein d'un bloc donné est insuffisante pour satisfaire à ses engagements contractuels, elle pourrait être tenue d'acheter l'électricité d'un tiers aux prix des marchands afin de respecter ses engagements. Ce risque potentiel est désigné comme étant « risque de forme ».

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

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

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

### **Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations**

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

### **Obtention de permis**

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

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

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

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

### **Défaillance de l'équipement ou activités d'entretien et d'exploitation imprévues**

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

### **Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement**

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

### **Effet de levier financier et clauses restrictives régissant les dettes actuelles et futures**

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

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

### **Possibilité que la Société ne déclare pas ni ne verse un dividende**

Les porteurs d'actions ordinaires, d'actions série A et d'actions série C n'ont pas le droit de recevoir de dividendes sur ces actions sauf si le conseil d'administration en déclare. La déclaration de dividendes est à la discrétion du conseil d'administration même si la Société dispose de suffisamment de fonds, déduction faite des dettes, pour verser ces dividendes.

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

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

La Société est d'avis que les acquisitions réalisées et futures (notamment l'acquisition d'Alterra, l'acquisition des parcs éoliens Cartier, l'acquisition d'Energía Llaima et l'acquisition du projet solaire Phoebe) lui apporteront des avantages. Cependant, il y

a un risque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus ne se matérialise pas ou ne se matérialise pas dans les délais prévus par la direction de la Société. La réalisation de ces avantages peut être touchée par un certain nombre de facteurs, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de la Société.

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

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

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

Le développement et la croissance de l'énergie renouvelable dépend du soutien, des politiques et des mesures incitatives 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 centrales de la Société est tributaire de l'approvisionnement en équipement de tierces parties. Les prix de l'équipement peuvent augmenter rapidement en fonction, entre autres, de la disponibilité de l'équipement, des prix des matières premières et du marché pour ces produits. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en équipement pourrait nuire à la rentabilité future des centrales de la Société et à la capacité de la Société de mettre en œuvre d'autres projets. Rien ne garantit que les fabricants rempliront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur de la Société à l'égard de ses engagements pourrait nuire à la capacité de la Société à réaliser les projets conformément à l'échéancier et à respecter ses engagements aux termes des CAÉ.

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

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

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

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

### **Risques réglementaires et politiques**

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

De plus, l'exploitation d'une installation de production d'énergie est assujettie à une réglementation importante imposée par divers organismes gouvernementaux, à l'échelle municipale, provinciale, étatique et fédérale. Il existe toujours un risque que les politiques et les lois gouvernementales soient 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 certain cas, des couvertures énergétiques et contrats de détail commerciaux ou industriels. Si, pour toute raison, l'un des acheteurs de l'énergie aux termes de ces CAÉ ou des instruments dérivés énergétiques est incapable de respecter ses obligations contractuelles aux termes du CAÉ ou des instruments dérivés énergétiques pertinent ou n'est pas prêt à le faire, ou s'il refuse d'accepter la livraison de l'énergie aux termes d'un CAÉ ou un instrument dérivé énergétique pertinent, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable. Si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leurs CAÉ ou une couverture énergétique respectifs, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ ou à la couverture énergétique concerné.

### **Disponibilité et fiabilité des réseaux de transport**

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

### **Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers**

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

### **Fluctuations des cours du change**

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

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

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

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

La Société est tenue de verser des redevances pour les droits d'utilisation de l'eau dans ses centrales hydroélectriques en exploitation commerciale. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les gouvernements changent la manière dont ils réglementent l'approvisionnement en eau ou l'application de tels règlements (notamment les gouvernements du Québec, de la Colombie-Britannique, de l'Ontario, de l'Idaho aux États-Unis, de l'Islande

et du Chili) où la Société a des installations hydroélectriques en exploitation, cela pourrait nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la Société.

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

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

### **Catastrophes naturelles et cas de force majeure**

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

### **Cybersécurité**

La Société dépend de plusieurs technologies de l'information pour mener de multiples activités commerciales. Une cyberintrusion réussie, notamment, les accès non autorisés, les logiciels malveillants ou d'autres violations du système qui contrôlent 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.

### **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 par capitaux propres avantageux sur le plan fiscal**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



## 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.

## 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 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. et Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., 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.

#### *Impôt sur le résultat*

Le calcul de l'impôt sur le résultat nécessite de faire preuve de jugement pour interpréter les règles et règlements fiscaux. Les déclarations de revenus de la Société sont également assujetties à des audits dont l'issue peut modifier le montant des actifs et des passifs d'impôt exigible et différé. La Société estime avoir comptabilisé des montants suffisants pour ce qui est des questions fiscales en cours, en fonction de l'information actuellement disponible. La direction doit exercer son jugement pour établir les montants à comptabiliser au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. En particulier, il lui faut faire preuve de discernement pour évaluer à quel moment surviendra la résorption des différences temporaires auxquelles les taux d'imposition différés sont appliqués. De surcroît, le montant des actifs d'impôt différé, qui est limité au montant dont la réalisation est jugée probable, est estimé en tenant compte de l'échelonnement, des sources et du niveau du bénéfice imposable futur.

## MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

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

#### **IFRS 2, Paiement fondé sur des actions**

En juin 2016, l'IASB a publié les modifications d'IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions* (« IFRS 2 »), lesquelles clarifiaient la façon de comptabiliser certains types de transactions dont le paiement est fondé sur des actions. Les modifications décrivent les exigences liées à la comptabilisation de l'incidence des conditions d'acquisition de droits et des conditions accessoires à l'acquisition de droits sur l'évaluation des paiements fondés sur des actions réglés en trésorerie; des transactions dont le

paiement est fondé sur des actions comportant l'option de règlement net aux fins des obligations de retenue d'impôt; ainsi que d'une modification des modalités d'un paiement fondé sur des actions qui donne lieu à un changement du classement de la transaction qui devient réglée en instruments de capitaux propres plutôt qu'en trésorerie. L'adoption des modifications d'IFRS 2 n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers de la Société.

### **IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients**

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »). Cette norme remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, IFRIC 13, *Programmes de fidélisation de la clientèle*, IFRIC 15, *Contrats de construction de biens immobiliers*, IFRIC 18, *Transferts d'actifs provenant de clients*, et SIC-31, *Produits des activités ordinaires – opérations de troc impliquant des services de publicité*. IFRS 15 s'applique à tous les contrats conclus avec des clients, sauf ceux qui entrent dans le champ d'application d'autres IFRS. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers de la Société.

### **IFRS 9 (2014), Instruments financiers**

En juillet 2014, l'IASB a émis la version intégrale d'IFRS 9 (2014), *Instruments financiers* (« IFRS 9 (2014) »). IFRS 9 (2014) diffère à certains égards d'IFRS 9 (2013), que la Société a adoptée de façon anticipée avec prise d'effet le 1er octobre 2014. IFRS 9 (2014) comprend une mise à jour des lignes directrices sur le classement et l'évaluation des actifs financiers. La version définitive de la norme modifie également le modèle de dépréciation par la mise en place d'un nouveau modèle fondé sur les pertes de crédit attendues pour calculer la perte de valeur. La Société a appliqué les dispositions d'IFRS 9 (2014) de façon rétrospective, avec retraitement des périodes antérieures. À l'exception des changements décrits ci-dessous, il n'y a eu aucune incidence sur le solde d'ouverture de l'état de la situation financière au 1er janvier 2017 ni sur l'information présentée à partir de cette date.

Une clarification de la norme IFRS 9 a été publiée en octobre 2017 relativement au traitement d'une modification d'un passif financier qui n'entraîne pas sa décomptabilisation. L'entité recalcule le coût amorti du passif financier au moyen des flux de trésorerie modifiés et du taux d'intérêt effectif initial. L'entité comptabilise ensuite tout ajustement au coût amorti du passif financier dans le résultat à la date de la modification ou à la date de l'application d'IFRS 9 (2014). Cette modification doit être appliquée de manière rétrospective.

Les tableaux suivants montrent les effets d'une application rétrospective sur les modifications de la dette de Montagne Sèche, L.P. en 2014 et de la dette de Stardale L.P. en 2016 :

	Présenté le 1er janvier 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 1er janvier 2017
Dette à long terme	2 507 236	(4 922)	2 502 314
Passifs d'impôt différé	176 965	1 317	178 282
Déficit	(601 157)	3 605	(597 552)

	Présenté le 31 décembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 31 décembre 2017
Dette à long terme	3 047 583	(4 196)	3 043 387
Passifs d'impôt différé	215 593	1 123	216 716
Déficit	(651 233)	3 073	(648 160)

	Exercice clos le 31 décembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour l'exercice clos le 31 décembre 2017
Charges financières	146 766	726	147 492
Charges d'impôt différé	3 154	(194)	2 960

## Nouvelles normes comptables et interprétations publiées, mais non encore adoptées

### 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. IFRS 16 prend effet à compter du 1er janvier 2019, et l'application anticipée est permise. La Société a adopté cette norme rétrospectivement le 1er janvier 2019 sans retraiter les chiffres des périodes comparables (soit la méthode rétrospective modifiée). Bien que la Société soit encore en train de terminer son évaluation des incidences, elle prévoit que l'adoption d'IFRS 16 entraînera la comptabilisation de passifs au titre des contrats de location (principalement pour les baux fonciers et la location d'espaces de bureaux) dans l'état consolidé de la situation financière et la comptabilisation d'un actif correspondant au titre du droit d'utilisation. La Société s'attend également à une diminution des charges d'exploitation (baux fonciers) et des frais généraux et administratifs (location d'espaces de bureaux), compensée par une augmentation correspondante des charges financières (découlant des passifs au titre des contrats de location) et de l'amortissement (découlant des actifs correspondants au titre du droit d'utilisation).

### Modifications d'IAS 28, Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises

Le 12 octobre 2017, l'IASB a publié des modifications, soit *Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises* (modifications d'IAS 28), afin de clarifier qu'une entité doit appliquer la norme IFRS 9, *Instruments financiers*, à des intérêts à long terme dans une entreprise associée ou coentreprise qui constituent une partie de la participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise auxquels la méthode de mise en équivalence n'est pas appliquée. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019. La Société ne s'attend pas à ce que l'application de cette norme ait une incidence sur elle.

## 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 attesté qu'ils avaient 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 2018, et ont conclu qu'ils étaient efficaces à la clôture de l'exercice financier. Il n'y avait aucune faiblesse significative liée à la conception et au fonctionnement des CPCI et aucune faiblesse importante liée à la conception et au fonctionnement du CIIF à la clôture de l'exercice financier. Au cours de la période comptable commençant le 1er octobre 2018 et se terminant le 31 décembre 2018, 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.

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont également limité l'étendue de la conception par la Société des CPCI et du CIIF afin d'exclure des contrôles, politiques et procédures les entités suivantes : les entités du Groupe Alterra Power ainsi que le projet solaire Phoebe, le projet éolien Foard City et le projet solaire Hillcrest, de même que l'investissement dans Energia Llaima pour une participation de 50 %, qui comprend le projet hydroélectrique Duquenco (collectivement, les « entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société »). L'évaluation de la conception et du fonctionnement des CPCI et du CIIF de ces entités sera achevée dans les 12 mois suivant leur date d'acquisition. Un

résumé de l'information financière relative aux entités exclues est présenté à la rubrique « Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société » du présent rapport de gestion.

## ENTITÉS EXCLUES DES POLITIQUES ET PROCÉDURES DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ

Comme il est précisé à la rubrique « Établissement et maintien des CPCI et des CIIF » du présent rapport de gestion, les chiffres des entités du groupe Alterra Power, ainsi que ceux du projet solaire Phoebe, du projet éolien Foard City et du projet solaire Hillcrest (collectivement, les « entités d'Alterra et projets de développement américains »), et de la participation de 50 % dans la coentreprise avec Energía Llaima, qui comprend le projet hydroélectrique sur la rivière Duquenco, sont exclus des politiques et procédures de contrôle de la Société.

L'information financière relative aux entités du groupe Alterra Power et à Energía Llaima est résumée ci-après.

### Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global – Entités d'Alterra et projets de développement américains

	Période de 329 jours close le 31 décembre 2018
Produits	97 823
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	29 086
Bénéfice net	4 936
Autres éléments du résultat global	(38 400)
<b>Total du résultat global</b>	<b>(33 464)</b>

1. Le BAlIA 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.

### Sommaire de l'état de la situation financière – Entités d'Alterra et projets de développement américains

	Au 31 décembre 2018
Actifs courants	40 976
Actifs non courants	1 556 212
	<b>1 597 188</b>
Passifs courants	115 966
Passifs non courants	765 486
Capitaux propres	417 430
Participations ne donnant pas le contrôle	298 306
	<b>1 597 188</b>

Les résultats ainsi que les actifs et passifs de la coentreprise conclue avec Energía Llaima figurent dans les états financiers consolidés des présentes et sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. Un sommaire de l'information financière d'Energía Llaima est présenté ci-après.

### Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global – Energía Llaima

	Période de 181 jours close le 31 décembre 2018
Produits	30 739
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	16 884
<b>Bénéfice net et résultat global</b>	<b>5 466</b>

1. Le BAlIA 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.

## Sommaire de l'état de la situation financière – Energía Llaima

	Au 31 décembre 2018
Actifs courants	64 598
Actifs non courants	570 472
	635 070
Passifs courants	14 897
Passifs non courants	244 620
Capitaux propres attribuables aux propriétaires d'Energía Llaima	308 598
Participations ne donnant pas le contrôle	66 955
	635 070

# 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 efficaces 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 2019



**KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.**  
Tour KPMG, Bureau 1500  
600, boul. de Maisonneuve Ouest  
Montréal (Québec) H3A 0A3  
Canada

Téléphone (514) 840-2100  
Télécopieur (514) 840-2187  
Internet [www.kpmg.ca](http://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 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 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 – Informations comparatives***

Nous attirons l'attention sur la note 2.1 des états financiers (la « note 2.1 »), qui explique que certaines informations comparatives présentées :

- pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 ont été retraitées;
- au 1<sup>er</sup> janvier 2017 ont été établies à partir des états financiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 qui ont été retraités (non joints au présent rapport).

La note 2.1 explique la raison du retraitement ainsi que les ajustements effectués aux fins du retraitement de certaines informations comparatives.

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

### ***Autre point – Informations comparatives***

Les états financiers pour les exercices clos le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2016 (non joints au présent rapport, mais à partir desquels ont été établies les informations comparatives au 1<sup>er</sup> janvier 2017), à l'exception des ajustements effectués aux fins du retraitement de certaines informations comparatives, ont été audités par un autre auditeur qui a exprimé sur ces états une opinion non modifiée le 21 février 2018.

Dans le cadre de notre audit des états financiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, nous avons également audité les ajustements effectués aux fins du retraitement de certaines informations comparatives présentées :

- pour l'exercice clos le 31 décembre 2017;
- au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

À notre avis, ces ajustements sont appropriés et ont été correctement effectués.

Nous n'avons pas pour mission de procéder à un audit ou à un examen des états financiers :

- pour l'exercice clos le 31 décembre 2017;
- pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 (non joints au présent rapport);
- au 1<sup>er</sup> janvier 2017,

ni de mettre en œuvre des procédures concernant ces états autres que celles visant les ajustements effectués aux fins du retraitement de certaines informations comparatives.

Par conséquent, nous n'exprimons pas d'opinion ni aucune autre forme d'assurance sur ces états financiers pris dans leur ensemble.

### ***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 2018 », 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 2018 », 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 influencer 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 Girolamo Cordi.

Montréal, Canada

Le 27 février 2019

## Rapport de l'auditeur indépendant

À l'intention des actionnaires  
d'Innergex Énergie Renouvelable Inc.

Nous avons, sans tenir compte de l'incidence des ajustements effectués pour appliquer de façon rétroactive la Norme Internationale d'Information Financière 9 (2014), *Instruments financiers*, (« IFRS 9 (2014) ») adoptée le 1<sup>er</sup> janvier 2018, tel qu'il est décrit à la note 2.1 des états financiers consolidés, effectué l'audit des états financiers consolidés d'Innergex Énergie Renouvelable Inc. ci-joints qui comprennent l'état consolidé de la situation financière au 31 décembre 2017, et le compte consolidé de résultat, l'état consolidé du résultat global, l'état consolidé des variations des capitaux propres et le tableau consolidé des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

### Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

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

### Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés 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. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

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

## **Opinion**

À notre avis, les états financiers consolidés de 2017, à l'exception de l'incidence des ajustements effectués pour refléter de façon rétroactive l'adoption de la Norme Internationale d'Information Financière 9 (2014), *Instruments financiers*, prenant effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, tel qu'il est décrit à la note 2.1 des états financiers consolidés, donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Innergex Énergie Renouvelable Inc. au 31 décembre 2017, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, conformément aux Normes Internationales d'Information Financière (IFRS).

## **Autre point**

Nous n'avons pas pour mission d'auditer, d'examiner ou de soumettre à des procédures les ajustements effectués pour l'adoption rétrospective de la Norme internationale d'information financière 9 (2014), *Instruments financiers*, tel qu'il est décrit à la note 2.1 des états financiers consolidés. En conséquence, nous n'exprimons aucune opinion d'audit ni aucune autre forme d'assurance sur les ajustements choisis et sur la qualité de leur application. Ces ajustements rétrospectifs ont été audités par d'autres auditeurs.

/s/ Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l<sup>i</sup>

LE 21 FÉVRIER 2018  
MONTRÉAL, QUÉBEC

---

<sup>i</sup> CPA Auditeur, CA, Permis de comptabilité publique No. A111405

# COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2018	2017
			(montants retraités – note 2.1)
<b>Produits</b>		576 616	400 263
<b>Charges</b>			
Exploitation	6	137 872	71 672
Frais généraux et administratifs		34 089	17 806
Projets potentiels		19 574	12 057
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente (profit net latent) sur les instruments financiers		385 081	298 728
Charges financières	7	199 804	147 492
Autres charges, montant net	8	15 273	2 453
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente (profit net latent) sur les instruments financiers		170 004	148 783
Amortissement des immobilisations corporelles	6,18	128 321	92 762
Amortissement des immobilisations incorporelles	6,19	43 476	36 667
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	9	(34 110)	(4 638)
Perte nette latente (profit net latent) sur les instruments financiers	10	3 905	(2 245)
Bénéfice avant impôt sur le résultat		28 412	26 237
Charge d'impôt sur le résultat			
Exigible	11	8 521	4 141
Différé	11	(5 827)	2 960
		2 694	7 101
<b>Bénéfice net</b>		<b>25 718</b>	<b>19 136</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :</b>			
Propriétaires de la société mère		32 692	29 475
Participations ne donnant pas le contrôle	29	(6 974)	(10 339)
		25 718	19 136
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	12	130 030	108 427
Bénéfice net par action, de base (en \$)	12	0,21	0,22
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	12	130 907	109 247
Bénéfice net par action, dilué (en \$)	12	0,21	0,22

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2018	2017
		(montants retraités – note 2.1)	
Bénéfice net		25 718	19 136
<b>Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :</b>	27		
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger		(14 757)	27
Impôt différé connexe		205	(60)
(Perte de change) profit de change sur les couvertures désignées des investissements nets dans des établissements à l'étranger		(5 912)	69
Impôt différé connexe		645	147
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie		(48 743)	15 047
Impôt différé connexe		13 577	(4 172)
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures des flux de trésorerie	9	13 246	815
Impôt différé connexe		(3 287)	(201)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans :			
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger		(11 288)	320
Perte de change sur les couvertures désignées des investissements nets dans des établissements à l'étranger		(287)	(323)
Variation de la juste valeur des instruments de couverture		(600)	1 260
Impôt différé connexe		150	(98)
<b>Éléments du résultat global qui ne seront pas ultérieurement reclassés en résultat net :</b>			
Pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies	24	(520)	—
Impôt différé connexe		104	—
<b>Autres éléments du résultat global</b>		<b>(57 467)</b>	<b>12 831</b>
<b>Total du résultat global</b>		<b>(31 749)</b>	<b>31 967</b>
<b>Autres éléments du résultat global attribuable aux :</b>			
Propriétaires de la société mère		(45 442)	11 672
Participations ne donnant pas le contrôle		(12 025)	1 159
		<b>(57 467)</b>	<b>12 831</b>
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>			
Propriétaires de la société mère		(12 750)	41 147
Participations ne donnant pas le contrôle		(18 999)	(9 180)
		<b>(31 749)</b>	<b>31 967</b>

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



# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		31 décembre 2018	31 décembre 2017
			(montants retraités – note 2.1)
	Notes		
<b>ACTIFS</b>			
<b>Actifs courants</b>			
		79 586	61 914
		29 981	58 676
	15	29 981	58 676
		102 723	87 500
	16	102 723	87 500
		1 163	—
		2 370	5 416
	10	2 370	5 416
		12 454	8 104
		12 454	8 104
		228 277	221 610
<b>Actifs non courants</b>			
		51 895	49 970
	17	51 895	49 970
		4 482 928	3 188 238
	18	4 482 928	3 188 238
		925 009	654 081
	19	925 009	654 081
		30 119	—
	20	30 119	—
		604 773	11 011
	9	604 773	11 011
		9 817	9 558
	10	9 817	9 558
		16 465	11 873
	11	16 465	11 873
		109 995	38 580
	21	109 995	38 580
		22 006	5 535
		22 006	5 535
		6 481 284	4 190 456
		6 481 284	4 190 456

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		31 décembre 2018	31 décembre 2017
			(montants retraités – note 2.1)
	Notes		
<b>PASSIFS</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Dividendes à verser aux actionnaires		24 093	19 406
Fournisseurs et autres créditeurs	22	132 139	91 032
Impôt à payer		8 836	3 282
Instruments financiers dérivés	10	29 999	22 749
Tranche courante de la dette à long terme	23	445 928	109 875
Tranche courante des autres passifs	24	505	500
		641 500	246 844
<b>Passifs non courants</b>			
Instruments financiers dérivés	10	118 002	54 494
Dette à long terme	23	4 024 324	3 043 387
Autres passifs	24	173 345	79 507
Débetures convertibles	25	238 648	96 246
Passifs d'impôt différé	11	325 904	216 716
		5 521 723	3 737 194
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Capital des actions ordinaires	26 a)	6 546	2 867
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	26 b)	1 270 822	939 047
Actions privilégiées	26 c)	131 069	131 069
Paievements fondés sur des actions	26 d)	1 782	1 713
Débetures convertibles	25	3 976	1 877
Déficit		(748 890)	(648 160)
Cumul des autres éléments du résultat global	27	(35 513)	9 929
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		629 792	438 342
Participations ne donnant pas le contrôle	29	329 769	14 920
Total des capitaux propres		959 561	453 262
		6 481 284	4 190 456

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							Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiements fondés sur des actions	Débtentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2018 (montants retraités – note 2.1)	2 867	939 047	131 069	1 713	1 877	(648 160)	9 929	438 342	14 920	453 262
Bénéfice net (perte nette)	—	—	—	—	—	32 692	—	32 692	(6 974)	25 718
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	—	(45 442)	(45 442)	(12 025)	(57 467)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	32 692	(45 442)	(12 750)	(18 999)	(31 749)
Actions ordinaires émises le 6 février 2018 (note 5 b)	330 607	—	—	—	—	—	—	330 607	—	330 607
Acquisition d'entreprise (note 5 b)	—	—	—	—	—	—	—	—	313 569	313 569
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 (note 26 b)	(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
Débtentures convertibles émises (déduction faite de l'impôt différé de 766 \$) (note 25)	—	—	—	—	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 (note 29.1)	—	—	—	—	—	(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	—	—	—	—	—	—	—	—	(12 336)	(12 336)
<b>Solde au 31 décembre 2018</b>	<b>6 546</b>	<b>1 270 822</b>	<b>131 069</b>	<b>1 782</b>	<b>3 976</b>	<b>(748 890)</b>	<b>(35 513)</b>	<b>629 792</b>	<b>329 769</b>	<b>959 561</b>

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercice clos le 31 décembre 2017	Capitaux propres attribuables aux propriétaires								Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiements fondés sur des actions	Débiteures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total		
Solde au 1er janvier 2017 (montants retraités – note 2.1)	162 862	775 413	131 069	2 199	1 877	(597 552)	(1 743)	474 125	14 712	488 837
Bénéfice net (perte nette) (montants retraités – note 2.1)	—	—	—	—	—	29 475	—	29 475	(10 339)	19 136
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	—	11 672	11 672	1 159	12 831
Total du résultat global	—	—	—	—	—	29 475	11 672	41 147	(9 180)	31 967
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	5 135	—	—	—	—	—	—	5 135	—	5 135
Réduction du capital sur les actions ordinaires	(166 460)	166 460	—	—	—	—	—	—	—	—
Rachat d'actions ordinaires	(1)	(471)	—	—	—	(305)	—	(777)	—	(777)
Paiement fondé sur des actions	—	—	—	99	—	—	—	99	—	99
Exercice d'options sur actions ordinaires	1 335	—	—	(585)	—	(1 234)	—	(484)	—	(484)
Actions achetées – Régime d'actions liées au rendement	(4)	(2 355)	—	—	—	(981)	—	(3 340)	—	(3 340)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	16 846	16 846
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	—	(71 621)	—	(71 621)	—	(71 621)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	—	(5 942)	—	(5 942)	—	(5 942)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	(7 458)	(7 458)
Solde au 31 décembre 2017 (montants retraités – note 2.1)	2 867	939 047	131 069	1 713	1 877	(648 160)	9 929	438 342	14 920	453 262

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

# TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2018	2017
			(montants retraités – note 2.1)
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>			
Bénéfice net		25 718	19 136
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles	18	128 321	92 762
Amortissement des immobilisations incorporelles	19	43 476	36 667
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	9	(34 110)	(4 638)
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	10	3 905	(2 245)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	7	6 798	3 910
Amortissement des frais de financement	7	5 248	2 980
Désactualisation de la dette à long terme et des débetures convertibles	7	2 367	2 130
Charges de désactualisation des autres passifs	7	3 265	1 664
Amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché	8	(2 381)	—
Paiements fondés sur des actions		69	(385)
Impôt différé		(5 827)	2 960
Autres		1 703	607
Charges d'intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	7	177 395	134 420
Intérêts versés		(168 993)	(125 825)
Profit sur les contreparties conditionnelles	8	—	(881)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées	9	26 599	3 201
Modification des obligations nettes au titre des prestations de retraite		19	—
Charge d'impôt exigible	11	8 521	4 141
Impôt sur le résultat payé, montant net		(5 367)	(2 583)
Incidence de la variation des taux de change		3 685	648
		220 411	168 669
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	28 a)	(11 021)	23 782
		209 390	192 451
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(75 599)	(65 875)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(5 942)	(5 942)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(12 336)	(7 458)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		—	16 842
Augmentation de la dette à long terme	28 c)	2 070 430	668 856
Remboursement de la dette à long terme	28 c)	(1 114 449)	(576 187)
Paiement des frais de financement différés	28 c)	(26 736)	(1 161)
Paiement d'autres passifs	24	—	(246)
Produit net de l'émission de débetures convertibles	25	143 090	—
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires		(9 487)	(4 119)
		968 971	24 710

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

# TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2018	2017
			(montants retraités – note 2.1)
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	5	8 632	5 335
Acquisitions d'entreprises	5	(872 977)	(152 797)
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		34 440	70 203
Fonds nets investis dans les comptes de réserve	17	(731)	(85)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(183 028)	(135 656)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(2 766)	—
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(9 129)	—
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	9	(134 065)	—
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	29.1	(1 700)	—
(Ajouts aux) réduction des autres actifs non courants		(190)	1 020
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		651	24
		(1 160 863)	(211 956)
Effet des variations des cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		174	482
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		17 672	5 687
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice		61 914	56 227
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice</b>		<b>79 586</b>	<b>61 914</b>
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		79 586	60 695
Placements à court terme		—	1 219
		79 586	61 914

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 28.

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, géothermique et solaire. Le siège social de la Société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10<sup>e</sup> étage, Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9.

Les présents états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration le 27 février 2019.

## 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 (« IASB »). Les principales méthodes comptables de la Société sont décrites à la note 3. 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. APPLICATION DES IFRS

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

La Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes, avec une date d'application initiale au 1<sup>er</sup> janvier 2018 :

#### **IFRS 2, Paiement fondé sur des actions**

En juin 2016, l'IASB a publié les modifications d'IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions* (« IFRS 2 »), lesquelles clarifiaient la façon de comptabiliser certains types de transactions dont le paiement est fondé sur des actions. Les modifications décrivent les exigences liées à la comptabilisation de l'incidence des conditions d'acquisition de droits et des conditions accessoires à l'acquisition de droits sur l'évaluation des paiements fondés sur des actions réglés en trésorerie; des transactions dont le paiement est fondé sur des actions comportant l'option de règlement net aux fins des obligations de retenue d'impôt; ainsi que d'une modification des modalités d'un paiement fondé sur des actions qui donne lieu à un changement du classement de la transaction qui devient réglée en instruments de capitaux propres plutôt qu'en trésorerie. L'adoption des modifications d'IFRS 2 n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers de la Société.

#### **IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients**

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »). Cette norme remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, IFRIC 13, *Programmes de fidélisation de la clientèle*, IFRIC 15, *Contrats de construction de biens immobiliers*, IFRIC 18, *Transferts d'actifs provenant de clients*, et SIC-31, *Produits des activités ordinaires – opérations de troc impliquant des services de publicité*. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers de la Société.

## IFRS 9 (2014), Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a émis la version intégrale d'IFRS 9 (2014), *Instruments financiers* (« IFRS 9 (2014) »). IFRS 9 (2014) diffère à certains égards d'IFRS 9 (2013), que la Société a adoptée de façon anticipée avec prise d'effet le 1er octobre 2014. IFRS 9 (2014) comprend une mise à jour des lignes directrices sur le classement et l'évaluation des actifs financiers. La version définitive de la norme modifie également le modèle de dépréciation par la mise en place d'un nouveau modèle fondé sur les pertes de crédit attendues pour calculer la perte de valeur. La Société a appliqué les dispositions d'IFRS 9 (2014) de façon rétrospective, avec retraitement des périodes antérieures. À l'exception des changements décrits ci-dessous, il n'y a eu aucune incidence sur le solde d'ouverture de l'état de la situation financière au 1er janvier 2017 ni sur l'information présentée à partir de cette date.

Une clarification de la norme IFRS 9 a été publiée en octobre 2017 relativement au traitement d'une modification d'un passif financier qui n'entraîne pas sa décomptabilisation. L'entité recalcule le coût amorti du passif financier au moyen des flux de trésorerie modifiés et du taux d'intérêt effectif initial. L'entité comptabilise ensuite tout ajustement au coût amorti du passif financier dans le résultat à la date de la modification ou à la date de l'application d'IFRS 9 (2014). Cette modification doit être appliquée de manière rétrospective.

Les tableaux suivants montrent les effets d'une application rétrospective sur la renégociation de la dette de Montagne Sèche, L.P. en 2014 et de la dette de Stardale L.P. en 2016 (voir la note 23) :

	Présenté le 1er janvier 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 1er janvier 2017
Dette à long terme	2 507 236	(4 922)	2 502 314
Passifs d'impôt différé	176 965	1 317	178 282
Déficit	(601 157)	3 605	(597 552)

	Présenté le 31 décembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité au 31 décembre 2017
Dette à long terme	3 047 583	(4 196)	3 043 387
Passifs d'impôt différé	215 593	1 123	216 716
Déficit	(651 233)	3 073	(648 160)

	Exercice clos le 31 décembre 2017	Application d'IFRS 9 (2014)	Solde retraité pour l'exercice clos le 31 décembre 2017
Charges financières	146 766	726	147 492
Charges d'impôt différé	3 154	(194)	2 960

## 2.2 Nouvelles normes comptables et interprétations publiées, mais non encore adoptées

### 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. IFRS 16 prend effet à compter du 1er janvier 2019, et l'application anticipée est permise. La Société a adopté cette norme rétrospectivement le 1er janvier 2019 sans retraiter les chiffres des périodes comparables (soit la méthode rétrospective modifiée). Bien que la Société soit encore en train de terminer son évaluation des incidences, elle prévoit que l'adoption d'IFRS 16 entraînera la comptabilisation de passifs au titre des contrats de location (principalement pour les baux fonciers et la location d'espaces de bureaux) dans l'état consolidé de la situation financière et la comptabilisation d'un actif correspondant au titre du droit d'utilisation. La Société s'attend également à une diminution des charges d'exploitation (baux fonciers) et des frais généraux et administratifs (location d'espaces de bureaux), compensée par une augmentation correspondante des charges financières (découlant des passifs au titre des contrats de location) et de l'amortissement (découlant des actifs correspondants au titre du droit d'utilisation).



## Modifications d'IAS 28, *Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises*

Le 12 octobre 2017, l'IASB a publié des modifications, soit *Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises* (modifications d'IAS 28), afin de clarifier qu'une entité doit appliquer la norme IFRS 9, *Instruments financiers*, à des intérêts à long terme dans une entreprise associée ou coentreprise qui constituent une partie de la participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise auxquels la méthode de mise en équivalence n'est pas appliquée. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019. La Société ne s'attend pas à ce que l'application de cette norme ait une incidence sur elle.

### 3. 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 influencer 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 %
Creek Power Inc. et ses filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Canada	100,00 %
Kwoiek Creek Resources L.P. <sup>1</sup>	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. <sup>2</sup>	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 %
HS Orka hf	Posséder des centrales géothermiques	Islande	53,90 %

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans Kwoiek Creek Resources L.P (voir la note 29.2).

2. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C (voir la note 29.2).

## **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 nette 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.

### **Participations dans des entreprises communes**

Une entreprise commune est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur les actifs, et des obligations au titre des passifs, relatifs à 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. La Société cesse d'utiliser la méthode de l'entreprise commune à compter de la date à laquelle sa participation cesse d'être une entreprise commune. Si la Société conserve une participation dans l'ancienne entreprise commune, la Société évalue la participation conservée à sa valeur comptable. La différence entre la valeur comptable de l'entreprise commune à la date où elle cesse d'être une entreprise commune est incluse dans la détermination du profit ou de la perte à la cession de l'entreprise commune. En outre, la Société comptabilise tous les montants comptabilisés antérieurement dans les autres éléments du résultat global au titre de cette coentreprise selon les mêmes modalités que celles qui seraient exigées si cette entreprise commune 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 l'entreprise commune 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 depuis les capitaux propres vers le résultat net (en tant qu'ajustement de reclassement) lorsque le placement cesse d'être une entreprise commune.

Lorsque la Société exerce ses activités aux termes d'entreprises communes, la Société, en tant que coparticipant, comptabilise les éléments suivants relativement à ses participations dans une entreprise commune :

- ses actifs, y compris sa quote-part des actifs détenus conjointement, le cas échéant;
- ses passifs, y compris sa quote-part des passifs assumés conjointement, le cas échéant;
- les produits qu'elle a tirés de la vente de sa quote-part de la production générée par l'entreprise commune;
- sa quote-part des produits tirés de la vente de la production générée par l'entreprise commune;
- les charges qu'elle a engagées, y compris sa quote-part des charges engagées conjointement, le cas échéant.

La Société comptabilise les actifs, les passifs, les produits et les charges relatifs à ses participations dans une entreprise commune en conformité avec les IFRS qui s'appliquent à ces actifs, passifs, produits et charges.

Lorsque la Société conclut une transaction (comme une vente ou un apport d'actifs) avec une entreprise commune dans laquelle une entité faisant partie du groupe est un coparticipant, il est considéré que c'est avec les autres parties à l'entreprise commune que la Société effectue la transaction. Par conséquent, la Société ne doit comptabiliser les profits et les pertes découlant d'une telle transaction dans ses états financiers consolidés qu'à hauteur des intérêts des autres parties dans l'entreprise commune.

Lorsque la Société conclut une transaction (comme un achat d'actifs) avec une entreprise commune dans laquelle une entité faisant partie du groupe est un coparticipant, la Société ne doit pas comptabiliser sa quote-part des profits et des pertes avant d'avoir revendu ces actifs à un tiers.

### **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 diverses conventions.

### **Comptes de réserve**

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.

### **Immobilisations corporelles**

Les immobilisations corporelles comprennent principalement les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens, les parcs solaires et les centrales géothermiques 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
Centrales géothermiques	De 5 à 50 ans
Parcs solaires	De 15 à 35 ans
Autre matériel	De 3 à 10 ans

### **Contrats de location**

Les contrats de location pour lesquels le bailleur conserve la quasi-totalité des risques et des avantages de propriété de l'actif sont classés comme des contrats de location simple. Les paiements effectués aux termes de contrats de location simple (déduction faite de tout incitatif reçu du bailleur) sont comptabilisés en résultat net selon le mode linéaire sur la durée du contrat de location.

### **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 d'estimation 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
Centrales géothermiques	De 5 à 64 ans
Parcs solaires	20 ans

### **Frais de développement de projets**

Les frais de développement de projets représentent les coûts engagés pour l'acquisition de projets potentiels et le développement d'emplacements pour des centrales hydroélectriques ainsi que des parcs éoliens, des parcs solaires et des centrales géothermiques, y compris les droits détenus en Islande relativement à l'expansion de la propriété géothermique. Ils sont comptabilisés au coût moins le cumul des pertes de valeur. La phase de développement commence lorsqu'une annonce publique est faite par un service public à l'égard d'un projet potentiel ayant été choisi pour l'obtention d'un CAÉ. Ces coûts sont transférés aux immobilisations corporelles ou aux immobilisations incorporelles lorsque débute la construction. Les coûts rattachés aux projets potentiels sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés, et les coûts liés à un projet en cours de développement sont radiés si le projet est abandonné. Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition ou au développement sont incorporés aux frais de développement de projets.

### **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 et des créances à long terme.

### **Actifs détenus en vue de la vente**

Un actif est classé comme étant détenu en vue de la vente si la direction s'est engagée à poursuivre un plan de vente, si l'actif est disponible à la vente immédiatement, si un programme actif de recherche d'acquéreur a été entrepris, si la vente est hautement probable (habituellement dans les 12 mois suivant le classement comme détenu en vue de la vente), si l'actif fait l'objet d'efforts de vente soutenus et est offert à un prix qui est raisonnable compte tenu de sa juste valeur actuelle et si les démarches qu'il reste à faire pour la bonne exécution du plan donnent à croire qu'il est peu probable que le plan sera modifié de façon significative ou abandonné. Tout actif classé comme destiné à la vente est évalué à sa valeur comptable, ou à sa juste valeur diminuée des frais de vente si cette dernière valeur est inférieure.

### **Montants courus liés à l'acquisition d'actifs non courants**

Les montants courus liés à l'acquisition d'actifs non courants sont définis comme étant des engagements d'emprunts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en développement ou en construction de la Société.

### **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 doit 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 soit à l'échéance, soit au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés. 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.

### **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 et placements à court terme soumis à restrictions, ses débiteurs et ses comptes de réserve 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 classe actuellement ses dividendes à verser aux actionnaires, ses fournisseurs et autres créiteurs et la dette à long terme en tant que passifs évalués au coût amorti.

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***

Depuis le 1er janvier 2018, au moment de l'adoption initiale d'IFRS 9 (2014), 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 (2014) 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 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.

### ***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, Fitzsimmons Creek (jusqu'en juillet 2017), Douglas Creek, Fire Creek, Stokke Creek, Tipella Creek, Lamont Creek, Upper Stave River, Magpie (jusqu'en juin 2017), Umbata Falls (jusqu'en mai 2018) et Toba Montrose et les parcs éoliens de Carleton (jusqu'en novembre 2018), de Baie-des-Sables (jusqu'en mars 2017), de L'Anse-à-Valleau (jusqu'en novembre 2017) 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 9 301 \$ (11 177 \$ en 2017) 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**

L'obligation nette de la Société liée aux régimes de retraite à prestations définies multiemployeurs ou aux engagements au titre des régimes de retraite à HS Orka est calculée séparément pour chacun des régimes, au moyen d'une estimation du montant des avantages futurs que les membres du personnel actuels ou les anciens membres du personnel ont gagné en contrepartie des services rendus pendant la période en cours et les périodes antérieures. Le montant de ces avantages est actualisé en vue de déterminer sa valeur actualisée. Le calcul est effectué annuellement par un actuaire qualifié au moyen d'une méthode fondée sur les avantages gagnés. Les réévaluations du passif lié aux avantages du personnel au titre des prestations définies se rapportant aux gains et pertes actuariels sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global, et les autres charges liées aux régimes de retraite à prestations définies sont comptabilisées à mesure qu'elles sont engagées au compte consolidé de résultat.

Les cotisations à des régimes de retraite à cotisations définies sont comptabilisées comme charge liée aux avantages du personnel dans le résultat net dans les périodes au cours desquelles les services sont rendus par les membres du personnel.

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.

## **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 2018	31 décembre 2017	2018	2017
Euro	1,5613	1,5052	1,5301	1,4652
Couronne islandaise	0,01170	—	0,01201	—
Dollar américain	1,3642	1,2545	1,2958	1,2980

## 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 débetures 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 débetures 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.

## 4. JUGEMENTS COMPTABLES CRITIQUES ET SOURCES PRINCIPALES D'INCERTITUDE RELATIVE AUX 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 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. et Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., 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.

### *Impôt sur le résultat*

Le calcul de l'impôt sur le résultat nécessite de faire preuve de jugement pour interpréter les règles et règlements fiscaux. Les déclarations de revenus de la Société sont également assujetties à des audits dont l'issue peut modifier le montant des actifs et des passifs d'impôt exigible et différé. La Société estime avoir comptabilisé des montants suffisants pour ce qui est des questions fiscales en cours, en fonction de l'information actuellement disponible. La direction doit exercer son jugement pour établir les montants à comptabiliser au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. En particulier, il lui faut faire preuve de discernement pour évaluer à quel moment surviendra la résorption des différences temporaires auxquelles les taux d'imposition différés sont appliqués. De surcroît, le montant des actifs d'impôt différé, qui est limité au montant dont la réalisation est jugée probable, est estimé en tenant compte de l'échelonnement, des sources et du niveau du bénéfice imposable futur.

## 5. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

### a. Acquisition de la participation de notre partenaire dans cinq parcs éoliens

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 initiale selon la méthode de l'acquisition et la juste valeur des actifs nets acquis :

	Comptabilisation initiale 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)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>621 471</b>

Le goodwill n'est pas déductible aux fins du calcul de l'impôt. La comptabilisation selon la méthode de l'acquisition demeure assujettie à la finalisation de l'évaluation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, du goodwill et des passifs d'impôt différé.

Les coûts de transaction liés à cette acquisition ont été passés en charges conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 8).

Les montants des produits et du 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 exploite 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 la participation de commanditaire d'un parc éolien (« Shannon ») situé au Texas, une participation nette de 90 % dans la participation de commanditaire d'un projet solaire (« Kokomo ») situé en Indiana et une participation nette de 100 % dans la participation de commanditaire d'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	524 186
Immobilisations incorporelles	240 009
Frais de développement de projets	19 298
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	425 786
Goodwill	59 288
Autres actifs non courants	16 281
Fournisseurs et autres créditeurs	(40 747)
Passifs d'impôt	(1 126)
Dette à long terme	(323 237)
Instruments financiers dérivés	(30 282)
Autres passifs	(47 972)
Passifs d'impôt différé	(112 704)
Participations ne donnant pas le contrôle	(313 569)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>450 865</b>

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 montants des produits et du 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<sub>CA</sub>/315 MW<sub>CC</sub> 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 devrait avoir lieu au cours du troisième 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.

Les coûts totaux de construction sont estimés à 397 000 \$ US (524 000 \$) et seront financés en partie principalement au moyen d'un emprunt lié à la construction de 115 864 \$ US (152 940 \$) et d'un crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal de 176 225 \$ US (232 617 \$). L'emprunt lié à la construction sera remplacé par un emprunt à terme et le crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal sera réglé au moyen d'un financement par l'investisseur participant au partage fiscal après la réalisation de certaines étapes importantes de projet. La Société a émis à partir de sa facilité de crédit à terme renouvelable une lettre de crédit d'un montant de 105 000 \$ US (138 600 \$) à l'appui de ses obligations aux termes de ces ententes de financement.

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
<b>Total des actifs acquis</b>	<b>100 191</b>	<b>131 791</b>

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.

### d. Acquisition des parcs éoliens Rougemont 1-2 et Vaite

Le 24 mai 2017, la Société a acquis par l'intermédiaire de Société en commandite Innergex Europe (2015) les projets de Rougemont 1-2 et de Vaite situés en France (« Rougemont 1-2 et Vaite »). Le prix d'achat de Rougemont 1-2 et Vaite consiste en une contrepartie en trésorerie de 51 380 € (77 773 \$), sous réserve de certains ajustements. Par la suite, en 2018, la Société a terminé la comptabilisation selon la méthode de l'acquisition des parcs éoliens Rougemont 1-2 et Vaite. Les ajustements effectués ont donné lieu à une augmentation des immobilisations incorporelles et de la dette à long terme de 4 294 € (6 499 \$).

Rougemont 1-2 et Vaite ont permis d'ajouter une puissance installée brute additionnelle de 119,5 MW au portefeuille de parcs éoliens de la Société.

Le tableau suivant reflète la comptabilisation finale selon la méthode de l'acquisition et la juste valeur des actifs nets acquis.

	Comptabilisation initiale de l'acquisition	Ajustements subséquents	Comptabilisation finale de l'acquisition	
	€	€	€	\$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	45	—	45	68
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	6 443	—	6 443	9 752
Débiteurs	4 699	—	4 699	7 113
Charges payées d'avance et autres	52	—	52	79
Immobilisations corporelles	165 962	—	165 962	251 217
Immobilisations incorporelles	34 786	4 294	39 080	59 155
Goodwill	7 827	—	7 827	11 848
Fournisseurs et autres crédeurs	(5 612)	—	(5 612)	(8 495)
Impôt à payer	(252)	—	(252)	(382)
Dettes à long terme	(144 627)	(4 294)	(148 921)	(225 421)
Instruments financiers dérivés	(6 645)	—	(6 645)	(10 059)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(3 723)	—	(3 723)	(5 636)
Passifs d'impôt différé	(7 575)	—	(7 575)	(11 466)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>51 380</b>	<b>—</b>	<b>51 380</b>	<b>77 773</b>

Les coûts de transaction liés à cette acquisition ont été comptabilisés à titre de coûts de transaction du regroupement d'entreprises conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 8).

#### e. Acquisition des parcs éoliens de Plan Fleury et Les Renardières

Le 25 août 2017, la Société a acquis par l'intermédiaire de Société en commandite Innergex Europe (2015) les parcs éoliens de Plan Fleury et Les Renardières situés en France (« Plan Fleury et Les Renardières »). Le prix d'achat de Plan Fleury et Les Renardières consiste en une contrepartie en trésorerie de 27 352 € (40 839 \$), sous réserve de certains ajustements. Par la suite, en 2018, la Société a terminé la comptabilisation de l'acquisition des parcs éoliens Plan Fleury et Les Renardières. Les ajustements effectués ont donné lieu à une augmentation des immobilisations incorporelles et de la dette à long terme et à une diminution du goodwill et des passifs d'impôt différé. Au total, un ajustement de 361 € (543 \$) a été apporté à la contrepartie transférée.

Plan Fleury et Les Renardières ont permis d'ajouter une puissance installée brute additionnelle de 43 MW au portefeuille de parcs éoliens de la Société.

Le tableau suivant reflète la comptabilisation finale selon la méthode de l'acquisition et la juste valeur des actifs nets acquis :

	Comptabilisation initiale de l'acquisition	Ajustements subséquents	Comptabilisation finale de l'acquisition	
	€	€	€	\$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	186	—	186	277
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	19 639	—	19 639	29 322
Débiteurs	13 123	—	13 123	19 595
Charges payées d'avance et autres	168	—	168	250
Immobilisations corporelles	67 579	—	67 579	100 903
Immobilisations incorporelles	26 454	763	27 217	40 634
Goodwill	7 772	(107)	7 665	11 443
Fournisseurs et autres créiteurs	(24 690)	—	(24 690)	(36 865)
Dette à long terme	(75 107)	(1 124)	(76 231)	(113 820)
Passifs d'impôt différé	(7 772)	107	(7 665)	(11 443)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>27 352</b>	<b>(361)</b>	<b>26 991</b>	<b>40 296</b>

## 6. CHARGES D'EXPLOITATION

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Salaires	5 991	5 287
Assurances	4 089	4 308
Exploitation et entretien	97 334	32 190
Impôts fonciers et redevances	30 458	29 887
	<b>137 872</b>	<b>71 672</b>

L'amortissement des immobilisations corporelles de 128 321 \$ (92 762 \$ en 2017) et l'amortissement des immobilisations incorporelles de 43 476 \$ (36 667 \$ en 2017) 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	
	2018	2017
Charges d'intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	177 395	134 420
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	6 798	3 910
Amortissement des frais de financement	5 248	2 980
Désactualisation de la dette à long terme et des débentures convertibles	2 367	2 130
Charges de désactualisation des autres passifs	3 265	1 664
Autres	4 731	2 388
	<b>199 804</b>	<b>147 492</b>

## 8. AUTRES CHARGES (PRODUITS), MONTANT NET

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Coûts de transaction liés aux regroupements d'entreprises (note 5)	8 280	6 450
Perte réalisée sur les instruments financiers dérivés	6 092	—
Perte de change réalisée (profit de change réalisé)	5 914	(910)
Variations de la juste valeur des contreparties conditionnelles (note 24 a)	—	(881)
Autres produits, montant net	(3 170)	(2 644)
Perte à la cession d'immobilisations corporelles	538	888
Reprise de la perte de valeur des prêts	—	(450)
Amortissement des contrats inférieurs aux prix du marché	(2 381)	—
	15 273	2 453

## 9. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

### 9.1 Informations détaillées sur les coentreprises et les entreprises associées significatives

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des coentreprises et des entreprises associées significatives de la Société.

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 2018	31 décembre 2017
Energía Llaima	Posséder et exploiter trois centrales hydroélectriques et un parc solaire	Chili	50 %	—
Toba Montrose	Posséder et exploiter deux centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	40 %	—
Shannon	Posséder et exploiter un parc éolien	Texas	50 % <sup>1</sup>	—
Flat Top	Posséder et exploiter un parc éolien	Texas	51 % <sup>1,3</sup>	—
Dokie	Posséder et exploiter un parc éolien	Colombie-Britannique	25,5 %	—
Jimmie Creek	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,99 % <sup>3</sup>	—
Umbata Falls	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Ontario	49 %	49 %
Viger-Denonville	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	50 %	50 %
Blue Lagoon	Posséder et exploiter un spa géothermal	Islande	30 % <sup>2</sup>	—

1. La participation correspond à la participation de commanditaire. Toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.

2. Participation par l'intermédiaire de HS Orka hf. (que la Société détient à 53,9 %), qui détient une participation de 30 % dans Blue Lagoon.

3. 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 2018										
	Energía Llama (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 (période de 329 jours)	Autres	Total
Produits	30 739	65 435	13 934	15 057	31 610	19 166	9 459	11 724	172 094	—	369 218
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	—	177 460
	16 884	50 522	5 608	5 307	23 955	15 964	8 549	9 668	55 301	—	191 758
Charges financières	6 043	25 409	632	332	9 659	8 638	2 257	3 423	1 373	—	57 766
Autres (produits) charges, montant net	(3 588)	(495)	(785)	90	360	672	(81)	(72)	1 069	—	(2 830)
Amortissements	7 406	14 988	8 798	10 447	11 327	4 380	4 011	2 517	13 656	—	77 530
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	—	1 135	(12 454)	(6 315)	—	—	(715)	(768)	—	—	(19 117)
Charge d'impôt sur le résultat	1 557	—	—	—	—	—	—	—	10 025	—	11 582
Bénéfice net	5 466	9 485	9 417	753	2 609	2 274	3 077	4 568	29 178	—	66 827
Autres éléments du résultat global	13 780	—	9 906	14 851	—	—	—	(180)	(20 353)	31	18 035
<b>Total du résultat global</b>	<b>19 246</b>	<b>9 485</b>	<b>19 323</b>	<b>15 604</b>	<b>2 609</b>	<b>2 274</b>	<b>3 077</b>	<b>4 388</b>	<b>8 825</b>	<b>31</b>	<b>84 862</b>
Bénéfice net attribuable à Innergex	2 715	3 794	10 720	2 502	665	1 160	1 508	2 284	8 762	—	34 110
Total du résultat global attribuable à Innergex	9 605	3 794	15 673	10 076	665	1 160	1 508	2 194	2 650	31	47 356
Distributions reçues des coentreprises et entreprises associées par la Société	—	7 000	2 202	3 232	510	2 295	1 790	2 013	7 557	—	26 599

## Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercice clos le 31 décembre 2017		
	Umbata Falls	Viger-Denonville	Total
		montants retraités	
Produits	11 645	10 998	22 643
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 307	1 899	3 206
	10 338	9 099	19 437
Charges financières	2 392	3 466	5 858
Autres charges (produits), montant net	23	(40)	(17)
Amortissements	4 016	2 815	6 831
Profit net latent sur instruments financiers	(2 056)	(575)	(2 631)
Bénéfice net	5 963	3 433	9 396
Autres éléments du résultat global	—	1 630	1 630
<b>Total du résultat global</b>	<b>5 963</b>	<b>5 063</b>	<b>11 026</b>
Bénéfice net attribuable à :			
Innergex	2 921	1 717	4 638
Total du résultat global attribuable à :			
Innergex	2 921	2 532	5 453
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées par la Société	1 823	1 378	3 201

## Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2018								
	Energia Laima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger- Denonville	Blue Lagoon
Trésorerie et équivalents de trésorerie	30 531	13 348	6 329	5 786	2 776	7 298	2 866	1 857	10 144
Autres actifs courants	34 067	8 881	3 466	7 896	11 427	3 319	903	1 093	13 375
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	389 088	482 951	225 788	231 632	56 872	53 757	538 975
	635 070	784 700	398 883	496 633	239 991	242 249	60 641	56 707	562 494
Fournisseurs et autres créditeurs	3 849	5 229	12 197	12 178	2 460	3 682	241	746	25 470
Autres passifs courants	11 048	9 800	4 663	10 491	7 554	925	3 181	3 405	13 203
Passifs courants	14 897	15 029	16 860	22 669	10 014	4 607	3 422	4 151	38 673
Passifs non courants	244 620	567 230	12 075	13 492	133 815	165 990	38 023	49 652	70 180
Participation au partage fiscal	—	—	227 759	283 661	—	—	—	—	—
Capitaux propres des associés/ commanditaires	308 598	202 441	142 189	176 811	96 162	71 652	19 196	2 904	453 641
Participations ne donnant pas le contrôle	66 955	—	—	—	—	—	—	—	—
	635 070	784 700	398 883	496 633	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 les coentreprises et les entreprises associées 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	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2018	—	—	—	—	—	—	9 688	1 272	—	51	11 011
Acquisitions d'entreprises	—	84 182	57 623	80 810	24 366	37 670	—	—	141 135	—	425 786
Augmentation de la participation	144 694	—	—	2 520	—	—	—	—	—	5	147 219
Quote-part du bénéfice	2 715	3 794	10 720	2 502	665	1 160	1 508	2 284	8 762	—	34 110
Quote-part des autres éléments du résultat global	6 890	—	4 953	7 574	—	—	—	(90)	(6 112)	31	13 246
Distributions reçues	—	(7 000)	(2 202)	(3 232)	(510)	(2 295)	(1 790)	(2 013)	(7 557)	—	(26 599)
<b>Solde au 31 décembre 2018</b>	<b>154 299</b>	<b>80 976</b>	<b>71 094</b>	<b>90 174</b>	<b>24 521</b>	<b>36 535</b>	<b>9 406</b>	<b>1 453</b>	<b>136 228</b>	<b>87</b>	<b>604 773</b>

	Au 31 décembre 2017	
	Umbata Falls	Viger-Denonville
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 620	1 760
Autres actifs courants	1 930	1 245
<b>Actifs courants</b>	<b>3 550</b>	<b>3 005</b>
<b>Actifs non courants</b>	<b>60 658</b>	<b>53 812</b>
	<b>64 208</b>	<b>56 817</b>
Fournisseurs et autres créditeurs	198	744
Autres passifs courants	3 314	3 611
<b>Passifs courants</b>	<b>3 512</b>	<b>4 355</b>
Passifs non courants	40 924	49 920
Capitaux propres des associés	19 772	2 542
	<b>64 208</b>	<b>56 817</b>



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 2017			
	Umbata Falls	Viger-Denonville	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2017	8 590	118	51	8 759
Quote-part du bénéfice	2 921	1 717	—	4 638
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	815	—	815
Distributions reçues	(1 823)	(1 378)	—	(3 201)
<b>Solde au 31 décembre 2017</b>	<b>9 688</b>	<b>1 272</b>	<b>51</b>	<b>11 011</b>

## Energía Llaima

Le 3 juillet 2018, Innergex a acquis une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient des participations dans la centrale hydroélectrique Guyacán (12 MW) et le parc solaire Pampa Elvira (34 MW). De plus, Energía Llaima détient une participation dans deux centrales hydroélectriques en exploitation (125 MW) et dans d'autres projets à des stades préliminaires de développement. Innergex a investi un montant initial de 10 000 \$ US (13 154 \$) par l'intermédiaire des fonds disponibles de ses facilités de crédit renouvelables et a accepté d'investir 100 000 \$ US supplémentaires (131 540 \$) sur une période de 12 mois, dont une tranche de 90 000 \$ US (118 386 \$) a été investie pour l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco.

Le 5 juillet 2018, Innergex et Energía Llaima ont mené à bien l'acquisition du projet hydroélectrique Duqueco de 140 MW au Chili. Le projet hydroélectrique Duqueco est composé de deux centrales hydroélectriques mises en service en 2001 : Peuchén (85 MW) et Mampil (55 MW).

Le 5 juillet 2018, Duqueco SpA a conclu un financement de projet de 130 000 \$ US (170 677 \$) constitué d'un emprunt à terme sans recours pour les projets hydroélectriques Duqueco SpA. L'emprunt à terme de 15 ans porte intérêt au taux LIBOR majoré de 3,50 %. Un capital de 60 600 \$ US (79 562 \$) sera remboursé sur la période de l'emprunt et une somme de 69 400 \$ US (91 115 \$) sera remboursée à l'échéance en 2033. Le remboursement annuel prévu de la dette sera augmenté par des flux de trésorerie disponibles calculés de cette manière : 50 % des flux de trésorerie disponibles pour les exercices clos en 2019 jusqu'en 2021 et 30 % des flux de trésorerie disponibles pour les exercices subséquents.

## Toba Montrose

La Société détient une participation comportant droit de vote de 51 % et une participation économique de 40 % dans les centrales hydroélectriques East Toba et Montrose Creek (« Toba Montrose »). En 2046, la participation économique de la Société passera à 51 % sans aucune contrepartie additionnelle, et la participation économique de son associé diminuera, passant de 60 % à 49 %.

À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total des facilités d'emprunt de Toba Montrose s'élevait à 436 589 \$.

La dette est composée de deux facilités de crédit qui ont été conclues le 8 novembre 2007. La première facilité est une facilité de crédit garantie de premier rang de 370 000 \$ d'une durée de 38 ans portant intérêt à un taux fixe correspondant à la période de construction de trois ans et à la période de remboursement sur la durée de 35 ans du CAÉ du projet avec BC Hydro. Cette facilité de crédit porte intérêt au taux annuel de 6,173 %. La deuxième facilité de crédit est une facilité de crédit garantie de premier rang de 100 000 \$ d'une durée de 38 ans portant intérêt à un taux variable correspondant à la période de construction de trois ans et à la période de remboursement sur la durée de 35 ans du CAÉ du projet avec BC Hydro. Le taux d'intérêt variable aux termes de cette facilité de crédit est fondé sur le taux des acceptations bancaires à trois mois majoré d'un écart de taux de 1,60 % par année. Les remboursements de capital des deux facilités s'établissent à 6 622 \$ pour l'exercice 2019.

Toba Montrose détient un swap de taux d'intérêt qui prévoit des règlements trimestriels du 1er novembre 2010 au 30 juin 2045. Aux termes de l'entente de swap de taux d'intérêt, Toba Montrose recevra de la contrepartie des intérêts en fonction d'un montant nominal au taux des acceptations bancaires à trois mois, et versera des intérêts sur le montant nominal à un taux d'intérêt de 5,341 % par année. Le montant nominal s'élevait à 92 699 \$ au 31 décembre 2018, et il est réduit selon des montants fondés sur le calendrier de remboursement du capital de la facilité à taux variable sur la durée de vie du swap de taux d'intérêt.

Toba Montrose est soumise à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 31 décembre 2018, elle respectait l'ensemble des clauses restrictives liées à la dette.

## Shannon

La Société détient une participation de commanditaire de 50 % dans le parc éolien Shannon, la participation de commanditaire 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.

La quote-part de la Société des résultats de Shannon est calculée au moyen de la méthode de la liquidation

hypothétique à la valeur comptable, qui impute le bénéfice ou les pertes en évaluant les distributions qui seraient à payer aux membres (investisseurs) advenant la liquidation hypothétique de l'entité à la valeur comptable nette des actifs sous-jacents. La Société est d'avis que la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable est la méthode qui reflète le mieux la manière dont une augmentation ou une diminution des actifs nets d'une coentreprise aura une incidence sur les paiements en trésorerie aux investisseurs (les commanditaires et les investisseurs participant au partage fiscal) sur la durée de vie de la coentreprise et au moment de sa liquidation étant donné qu'il y a répartition disproportionnée de la trésorerie et des attributs fiscaux.

La mise en œuvre d'un programme de crédits d'impôt sur la production (« CIP ») constitue l'un des incitatifs les plus importants pour la production d'énergie renouvelable aux États-Unis. Aux termes de ce programme, les sociétés qui produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, y compris l'énergie éolienne, sont admissibles à des crédits d'impôt qui procurent un avantage fiscal pour chaque unité de production au cours des dix premières années de l'exploitation de la centrale (jusqu'en 2025). Les investisseurs participant au partage fiscal dans Shannon se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP de Shannon et une partie de la trésorerie générée 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 proportion de 5 % des distributions en trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera répartie entre les investisseurs participant au partage fiscal dans Shannon, et une proportion de 95 % de toutes les distributions en trésorerie et de tout le bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera attribuée aux commanditaires.

Pour la période allant du 6 février 2018 au 31 décembre 2018, le parc éolien a généré respectivement environ 14 573 \$ US (15 536 \$) en CIP.

La répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal et aux commanditaires est décrite dans le tableau ci-dessous. La répartition changera lorsque les investisseurs participant au partage fiscal atteindront leur rendement attendu.

	Investisseurs participant au partage fiscal	Commanditaires
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	99,0 %	1,0 %
Distributions en trésorerie	64,1 %	35,9 %

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 commanditaire de 51 % dans le parc éolien Flat Top, la participation de commanditaire 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.

À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total de l'emprunt lié à la construction de Flat Top s'élevait à 211 082 \$ US (264 486 \$).

Le 23 mars 2018, Flat Top est entrée en production commerciale et, parallèlement, l'emprunt lié à la construction de 216 678 \$ US (278 843 \$) de Flat Top a été réglé au moyen d'une participation au partage fiscal de 211 300 \$ US (271 922 \$), d'un dépôt de sécurité de 2 902 \$ US (3 735 \$) placé par Alterra le 19 juillet 2017 pour des apports de capital futurs ainsi qu'au moyen d'autres apports de capital provenant de l'autre commanditaire.

La quote-part de la Société du bénéfice de Flat Top est calculée selon la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable.

Flat Top participe au programme de CIP aux États-Unis, qui procure un avantage fiscal pour chaque unité de production pour les dix premières années d'exploitation de la centrale (jusqu'en 2028). Les investisseurs participant au partage fiscal dans Flat Top se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP de Flat Top et une partie de la trésorerie générée 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 proportion de 5 % des distributions en trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera répartie entre les investisseurs participant au partage fiscal dans Flat Top, et une proportion de 95 % de toutes les distributions en trésorerie et de tout le bénéfice imposable (de la perte fiscale) sera attribuée aux commanditaires.

Pour la période allant du 23 mars 2018 au 31 décembre 2018, le parc éolien a généré environ 14 481 \$ US (19 057 \$) en CIP.

La répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal et aux commanditaires est décrite dans le tableau ci-dessous. La répartition changera lorsque les investisseurs participant au partage fiscal atteindront leur rendement attendu.

	Investisseurs participant au partage fiscal	Commanditaires
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	99,00%	1,00%
Distributions en trésorerie	21,97%	78,03%

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.

## Dokie

La Société détient une participation de 25,5 % dans le parc éolien Dokie.

À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total des facilités d'emprunt de Dokie s'élevait à 149 265 \$.

Le 7 décembre 2009, Dokie a signé une convention de crédit prévoyant un emprunt de 175 000 \$ portant intérêt au taux annuel fixe de 7,243 % et échéant le 31 décembre 2030. Les remboursements de capital s'établissent à 7 554 \$ pour 2019.

Dokie est soumis à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 31 décembre 2018, il respectait l'ensemble des clauses restrictives liées à la dette.

## Jimmie Creek

La Société détient une participation de 50,99 % dans la centrale hydroélectrique Jimmie Creek.

À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total des facilités d'emprunt de Jimmie Creek s'élevait à 167 558 \$.

En octobre 2014, Jimmie Creek a signé une convention de crédit relative à une facilité de crédit garantie de premier rang de 176 450 \$ d'une durée de 42 ans portant intérêt à taux fixe qui correspond à la période de construction de deux ans, et une période de remboursement d'une durée de 40 ans (plus un remboursement final en un seul versement de 10 % exigible à l'échéance) du CAÉ du projet Jimmie Creek avec BC Hydro. L'emprunt porte intérêt à un taux fixe annuel de 5,255 %. Les remboursements de capital s'établissent à 925 \$ pour 2019.

Jimmie Creek est soumise à certaines clauses restrictives liées à ses conventions d'emprunt et, au 31 décembre 2018, elle respectait l'ensemble des clauses restrictives liées à la dette.

## Umbata Falls

La Société détient une participation de 49 % dans la centrale hydroélectrique Umbata Falls.

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans amorti sur une période de 18,5 ans à compter d'avril 2015. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un taux global de 5,48 %. Les remboursements trimestriels ont été augmentés au moyen d'un nivelage de flux de trésorerie calculé comme suit : le pourcentage de la production réelle excédentaire par rapport à la production prévue multiplié par les flux de trésorerie trimestriels excédentaires.

Le prêteur a également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un capital ne pouvant dépasser 500 \$. Au 31 décembre 2018, un montant de 470 \$ a été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par la totalité des actifs d'Umbata Falls, L.P., d'une valeur comptable de 64 208 \$.

Umbata Falls, L.P. détient un swap de taux d'intérêt amortissable de 40 147 \$ au 31 décembre 2018 (41 621 \$ en 2017), qui viendra à échéance en 2034 et qui porte intérêt à un taux de 3,98 %.

## Viger-Denonville

La Société détient une participation de 50 % dans le parc éolien Viger-Denonville.

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18 ans, amorti sur une période de 18 ans qui a commencé en juin 2014. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux variable équivalant au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un taux global de 6,00 %. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 2 896 \$ pour 2019. Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 984 \$. Au 31 décembre 2018, un montant de 984 \$ a été utilisé pour fournir une lettre de crédit. Ces emprunts sont garantis par la totalité des actifs de Viger-Denonville, S.E.C., d'une valeur comptable de 56 817 \$.

Viger-Denonville, S.E.C. détient un swap de taux d'intérêt amortissable de 46 528 \$ au 31 décembre 2018 (49 262 \$ en 2017), qui viendra à échéance en 2031 et qui porte intérêt à un taux de 3,40 %.

## Blue Lagoon

HS Orka hf (« HS Orka ») détient une participation de 30 % dans Blue Lagoon hf, qui exploite le spa géothermal Blue Lagoon en Islande.

### 9.2 Engagements des coentreprises et des entreprises associées

Au 31 décembre 2018, 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	Production hydroélectrique	Production éolienne	Total
2019	1 606	4 494	6 100
2020	1 420	4 497	5 917
2021	1 439	5 060	6 499
2022	1 458	5 063	6 521
2023	1 477	5 067	6 544
Par la suite	40 094	46 737	86 831
<b>Total</b>	<b>47 494</b>	<b>70 918</b>	<b>118 412</b>

## 10. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La Société détient des swaps de taux d'intérêt et des contrats à terme sur obligations (les « instruments de couverture du taux d'intérêt ») qui lui permettent de couvrir son exposition aux taux d'intérêt variables payables sur une tranche de sa dette à long terme. La Société détient aussi des contrats de change à terme (les « contrats de change à terme ») qui lui permettent de couvrir son exposition aux taux de change de ses investissements nets en France. Les contreparties aux contrats sont d'importantes institutions financières, et la Société ne prévoit pas de défaut de règlement de leur part. L'effet estimé d'une hausse de la courbe des taux de swap de 0,1 % serait de faire diminuer de 9 853 \$ la juste valeur négative de ces instruments financiers. Inversement, une baisse de la courbe des taux de swap de 0,1 % ferait augmenter de 11 849 \$ la juste valeur négative de ces instruments financiers. L'effet estimé d'une hausse de 1 % du taux de change de l'euro par rapport au dollar canadien serait de faire augmenter de 3 537 \$ la juste valeur négative de ces instruments financiers. Inversement, une baisse de 1,0 % du taux de change de l'euro par rapport au dollar canadien se traduirait par une juste valeur positive de 3 538 \$ pour ces instruments financiers.

La Société comptabilise les instruments financiers dérivés incorporés séparément des contrats hôtes :

- Le dérivé incorporé indexé sur l'inflation se rapporte à des clauses d'inflation minimale de 3 % des prix de vente incorporées à certains CAÉ avec Hydro-Québec. La Société ne prévoit aucun défaut de remboursement de la part de la contrepartie. La juste valeur de ces instruments financiers est évaluée selon les estimations des produits en fonction des moyennes à long terme de la production prévue de chacune des centrales. Elle varie en fonction de l'écart entre le taux d'inflation minimal de 3 % et le taux d'inflation à long terme, estimé à 2 % au 31 décembre 2018, pour la durée restante de ces contrats, actualisé à un taux de 3,11 %. L'effet estimé d'une hausse du taux d'inflation à long terme de 0,1 % serait de faire diminuer la juste valeur de ces instruments financiers de 97 \$. Une baisse du taux d'inflation à long terme de 0,1 % ferait augmenter la juste valeur de ces instruments financiers de 97 \$.

Innergex détient des ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à long terme. La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La comptabilité de couverture est appliquée aux contrats suivants.

Dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, la Société a acquis HS Orka, qui détient deux contrats d'achat d'électricité qui comportent des dérivés incorporés qui sont comptabilisés séparément des contrats hôtes. HS Orka a conclu des contrats de vente d'électricité relatifs à l'approvisionnement en électricité jusqu'en 2026 et un contrat de vente d'électricité jusqu'en 2019. Les paiements aux termes des contrats sont effectués en dollars américains et sont liés au prix de l'aluminium. Ces contrats de vente d'électricité à long terme comprennent des dérivés incorporés, dont la valeur est ajustée en fonction des variations des prix futurs de l'aluminium. Dans l'évaluation de la valeur des dérivés incorporés, des méthodes d'évaluation généralement reconnues sont appliquées étant donné que la valeur de marché n'est pas disponible. La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La juste valeur des dérivés incorporés est calculée sur la base du prix à terme de l'aluminium. La valeur actualisée attendue des flux de trésorerie à la date de clôture est calculée sur la base des prix à terme de l'aluminium à la Bourse des métaux de Londres (LME) sur la durée de vie résiduelle des contrats. Les dérivés incorporés sont comptabilisés à la juste valeur à l'origine et à chaque période de présentation de l'information financière ultérieure en fonction de la valeur actualisée attendue des flux de trésorerie. La variation de la juste valeur des dérivés incorporés est comptabilisée en résultat net. Le calcul de la valeur actualisée du taux d'actualisation que la Société utilise est fondé sur la courbe de rendement actuelle du gouvernement pour les titres à coupons détachés des États-Unis plus l'écart applicable correspondant au risque de contrepartie, qui est calculé en fonction de la note de crédit de la contrepartie.

Le 2 juillet 2018, Innergex a acquis Phoebe, y compris un contrat de couverture du prix de l'électricité à long terme. Le contrat de couverture du prix de l'électricité couvre la période allant du 1er juillet 2019 au 30 juin 2031 et confère le droit à Phoebe de recevoir un prix fixe en dollars par MWh pour une quantité déterminée d'électricité. La partie efficace des variations de la juste valeur du contrat de couverture du prix de l'électricité est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global. La juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 3 étant donné que les prix à terme de l'électricité ne sont pas établis en fonction des données observables du marché pour l'ensemble de la période contractuelle. Les courbes de prix à terme de l'électricité sont déterminées selon diverses hypothèses qui reposent sur les données observables du marché disponibles à la date d'évaluation, à savoir :

- les prix mensuels observables du marché jusqu'en décembre 2024 pour ERCOT South;
- 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 2029, soit le moment où les prix NYMEX du gaz naturel ne sont plus observables. Ces prix moyens d'une année civile sont ajustés pour tenir compte de la saisonnalité observée pour l'année civile 2019;

- l'augmentation du prix mensuel de l'exercice précédent de 2,3 % par an, après décembre 2029.

La Société a désigné la couverture du prix de l'électricité comme couverture de flux de trésorerie à des fins comptables au moment de l'acquisition de Phoebe le 2 juillet 2018. La partie efficace des variations de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global (perte de 19 702 \$ US pour l'exercice clos le 31 décembre 2018). La partie inefficace est comptabilisée dans le compte de résultat. Il n'y avait toutefois pas de partie inefficace en 2018. Aucun profit réalisé ni aucune perte réalisée n'ont été comptabilisés pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Phoebe couvre environ 89 % de sa production attendue et la couverture du prix de l'électricité représentait un passif de 3 554 \$ US au 31 décembre 2018.

Les variations des prix futurs de l'électricité influent sur l'évaluation. Au 31 décembre 2018, les prix de l'électricité prévus pour la période allant du 1er janvier 2025 au 30 juin 2031 devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 16,58 \$ US à 101,15 \$ US le MWh.

Une hausse de 10 % du prix de l'électricité ferait augmenter le passif de 21 069 \$ US alors qu'une baisse de 10 % ferait diminuer le passif de 21 068 \$ US.

Le classement de tous les actifs et passifs financiers selon la hiérarchie des justes valeurs est demeuré inchangé en 2018.

Actifs (passifs) financiers	Dérivés incorporés (niveau 2)	Contrat de change à terme (niveau 2)	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Couverture du prix de l'électricité (niveau 3)	Total
Au 1er janvier 2018	—	(17 294)	(46 710)	1 735	—	(62 269)
Dérivés acquis dans le cadre d'acquisitions d'entreprises ou d'actifs (note 5)	(31 195)	—	913	—	21 241	(9 041)
Comptabilisés dans le compte consolidé de résultat	(16 863)	(13 489)	14 143	(753)	—	(16 962)
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	1 649	—	(111)	—	263	1 801
Au 31 décembre 2018	(46 409)	(32 129)	(53 409)	982	(4 849)	(135 814)

1. La perte nette latente sur instruments financiers de 3 905 \$ comptabilisée dans le compte consolidé de 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.

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Total
Au 1er janvier 2017	(8)	(62 790)	2 707	(60 091)
Dérivés acquis dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 5)	—	(11 010)	—	(11 010)
Comptabilisé dans le compte consolidé de résultat <sup>1</sup>	(16 224)	10 798	(972)	(6 398)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés dans les autres éléments du résultat global	(1 062)	16 307	—	15 245
Écart de change, montant net	—	(15)	—	(15)
Au 31 décembre 2017	(17 294)	(46 710)	1 735	(62 269)

1. Le profit net latent sur instruments financiers de 2 245 \$ comptabilisé dans le compte consolidé du résultat comprend un profit de 8 643 \$, 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 2018	31 décembre 2017
Actifs courants	2 370	5 416
Actifs non courants	9 817	9 558
Passifs courants	(29 999)	(22 749)
Passifs non courants	(118 002)	(54 494)
	(135 814)	(62 269)

### Risque de taux d'intérêt

Le 3 juillet 2018, la Société a conclu deux ententes de couverture libellées en dollars américains pour atténuer le risque de fluctuations des taux d'intérêt sur ses dettes à long terme à la suite de l'acquisition de Phoebe. La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La comptabilité de couverture est appliquée à ces contrats.

Le 19 décembre 2018, la Société a conclu cinq ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuations des taux d'intérêt sur ses dettes à long terme à la suite de l'acquisition de Cartier. La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La comptabilité de couverture est appliquée à ces contrats.

Les parcs éoliens acquis en 2017 font l'objet de swaps de taux d'intérêt pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur leurs dettes à long terme. La comptabilité de couverture est appliquée à ces contrats. Les taux sur ces contrats représentent le taux d'intérêt, excluant la marge applicable sur les dettes.



Les modalités des contrats réduisant le risque de fluctuation des taux d'intérêt de la Société sont les suivantes :

Contrats	Expiration	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 décembre 2018	31 décembre 2017
<b>Contrats utilisés pour couvrir le risque de taux d'intérêt :</b>				
Swaps de taux d'intérêt, 4,27 % à 4,41 %	2018	Aucune	—	82 600
Contrats à terme sur obligations au taux de 1,74 %	2018	Aucune	—	50 000
Swap de taux d'intérêt, 2,63 %, converti à un taux fixe de 1,3642 \$ CA pour 1 \$ US	2019	Aucune	214 679	—
Swap de taux d'intérêt, 2,16 %	2023	Aucune	29 000	—
Swap de taux d'intérêt, 2,32 %	2023	Aucune	49 000	—
Swap de taux d'intérêt, 2,31 %, converti à un taux fixe de 1,3642 \$ CA pour 1 \$ US	2024	Aucune	13 403	—
Swaps de taux d'intérêt, 2,33 %	2024	2019	20 000	20 000
Swap de taux d'intérêt, 2,30 %	2024	2019	20 000	20 000
Swap de taux d'intérêt, 3,07 %, converti à un taux fixe de 1,3642 \$ CA pour 1 \$ US	2026 <sup>1</sup>	Aucune	142 255	—
Swap de taux d'intérêt, 1,86 %, converti à un taux fixe de 1,3642 \$ CA pour 1 \$ US	2026	Aucune	6 200	—
Swap de taux d'intérêt, 1,91 %, amortissable	2026	Aucune	91 464	98 056
Swaps de taux d'intérêt, 2,94 % à 4,83 %, amortissables	2026	Aucune	—	39 151
Swaps de taux d'intérêt, 3,35 % à 3,50 %, amortissables	2027	Aucune	—	29 831
Swaps de taux d'intérêt, 2,1825 %	2027	2022	20 000	20 000
Swaps de taux d'intérêt, 2,325 %	2028	2022	30 000	30 000
Swaps de taux d'intérêt, 2,3275 %	2028	2022	52 600	52 600
Swap de taux d'intérêt, 3,74 %, amortissable	2030	Aucune	75 141	79 947
Swap de taux d'intérêt, 4,22 %, amortissable	2030	2021	—	23 361
Swap de taux d'intérêt, 2,64 %, amortissable et converti à un taux de 1,5613 \$ CA pour 1 €	2030	Aucune	14 942	15 537
Swap de taux d'intérêt, 4,25 %, amortissable	2031	2020	35 182	37 035
Swap de taux d'intérêt, 0,78 %, amortissable et converti à un taux de 1,5613 \$ CA pour 1 €	2031	Aucune	69 128	67 132
Swap de taux d'intérêt, 1,302 %, amortissable et converti à un taux de 1,5613 \$ CA pour 1 €	2032	Aucune	70 201	71 620
Swap de taux d'intérêt, 1,303 %, amortissable et converti à un taux de 1,5613 \$ CA pour 1 €	2032	Aucune	42 862	43 553
Swap de taux d'intérêt, 1,475 %, amortissable et converti à un taux de 1,5613 \$ CA pour 1 €	2032	Aucune	38 909	13 753
Swap de taux d'intérêt, 1,277 %, amortissable et converti à un taux de 1,5613 \$ CA pour 1 €	2032	Aucune	75 336	77 024
Swap de taux d'intérêt, 2,827 %, amortissable	2032	Aucune	569 361	—
Swap de taux d'intérêt, 4,61 %, amortissable	2035	2025	89 438	92 455
Swap de taux d'intérêt, 2,85 %, amortissable	2041	2021	18 017	18 314
			<b>1 787 118</b>	<b>981 969</b>

1. Swap de taux d'intérêt différé dont la date d'entrée en vigueur est le 30 septembre 2019.

## Contrats de change à terme

Dans le cadre des acquisitions de Yonne, de Rougemont 1-2 et Vaite ainsi que de Plan Fleury et Les Renardières, la Société a conclu en 2017 des ententes de couverture pour réduire le risque de change de la Société.

Le 23 avril 2018, la Société a prorogé tous ses contrats de change à terme qui couvrent son exposition au taux de change de ses investissements en France. Les contrats ont été prorogés pour deux années supplémentaires après leurs dates d'échéance initiales qui s'échelonnent d'avril 2018 à août 2019.

Contrats	Expiration	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 décembre 2018	31 décembre 2017
<b>Contrats utilisés pour couvrir le risque de change</b>				
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7332 \$ CA pour 1 € (auparavant, 1,7575 \$ pour 1 €)	2020	Aucune	156 364	162 881
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2042 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7340 \$ CA pour 1 € (auparavant, 1,7588 \$ pour 1 €)	2020	Aucune	47 949	50 671
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,6850 \$ CA pour 1 € (auparavant, 1,7150 \$ pour 1 €)	2021	Aucune	111 945	113 938
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7654 \$ CA pour 1 € (auparavant, 1,7890 \$ pour 1 €)	2021	Aucune	159 538	170 208
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7804 \$ CA pour 1 € (auparavant, 1,8011 \$ pour 1 €)	2021	Aucune	77 896	81 882
			<b>553 692</b>	<b>579 580</b>

Une tranche des avances au taux LIBOR de 145 035 \$ US (197 857 \$) prélevées sur les facilités de crédit renouvelables disponibles jusqu'en 2023 est utilisée comme couverture de l'investissement net dans des établissements à l'étranger.

## Instruments de couverture

Au 31 décembre 2018, les éléments suivants ont été désignés en tant qu'instruments de couverture des flux de trésorerie 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		Variations cumulatives de la juste valeur utilisée pour calculer l'inefficacité de la couverture	
	Valeur nominale de l'instrument de couverture	Actif		Passif
<b>Couvertures de flux de trésorerie :</b>				
Risque de taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt	1 689 515	7 429	(60 838)	(10 207)
<b>Risque de prix de l'électricité</b>				
Couverture du prix de l'électricité	7 705 GWh	4 469	(9 318)	(26 877)
<b>Couvertures d'un investissement net :</b>				
Risque de change				
Avances au taux LIBOR	194 716	—	194 716	5 588
Contrats de change à terme	63 674	288	(4 369)	(58)

Tous les instruments de couverture sont comptabilisés dans la tranche courante ou dans la tranche non courante des instruments financiers dans les états consolidés de la situation financière.

Le tableau suivant présente un sommaire des éléments couverts de la Société au 31 décembre 2018 :

	Variations cumulatives de la juste valeur utilisée pour calculer l'inefficacité de la couverture	Réserve de couverture de flux de trésorerie <sup>1</sup>	Réserve au titre de la conversion de devises - Relations de couverture actives	Réserve au titre de la conversion de devises - Relations de couverture résiliées	Coût de la réserve de couverture
<b>Couverture de flux de trésorerie :</b>					
Risque de taux d'intérêt					
Swaps de taux d'intérêt	11 988	(11 359)	2 671	—	—
<b>Risque de prix de l'électricité</b>					
Couverture du prix de l'électricité	26 877	—	—	—	—
<b>Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger</b>					
Risque de change					
Avances au taux LIBOR	(5 588)	—	—	—	(5 588)
Contrats de change à terme	(173)	—	61	(3 782)	1 408

1. Le solde de la réserve de couverture de flux de trésorerie à laquelle la comptabilité de couverture n'est plus appliquée est de néant.

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des couvertures inefficaces et des profits ou pertes de couverture au 31 décembre 2018 :

	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	Montant provenant de la réserve au titre de la conversion des devises reclassé en résultat net
<b>Couverture de flux de trésorerie :</b>				
Risque de taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt	(31 889)	142	—	—
<b>Risque de prix de l'électricité</b>				
Couverture du prix de l'électricité	(17 454)	(1)	—	—
<b>Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger</b>				
Risque de change				
Avances au taux LIBOR	(4 853)	—	—	—
Contrats de change à terme	(1 346)	(122)	203	—

L'inefficacité est comptabilisée dans la perte nette (le profit net) latent(e) sur instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat.

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.

## 11. CHARGE D'IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

### a. Impôt comptabilisé dans les comptes de résultat

	31 décembre 2018	31 décembre 2017 (montants retraités – note 2.1)
<b>Impôt exigible</b>		
Charge d'impôt exigible pour l'exercice considéré	8 526	4 148
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à la charge d'impôt exigible des exercices précédents	(5)	(7)
	8 521	4 141
<b>Impôt différé</b>		
(Recouvrement) charge d'impôt différé comptabilisé(e) pour l'exercice considéré	(4 874)	5 269
Diminution des taux d'imposition différés	(558)	(2 565)
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	(395)	256
	(5 827)	2 960
Charge d'impôt sur le résultat comptabilisée dans l'exercice considéré	2 694	7 101

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 2018	31 décembre 2017 (montants retraités – note 2.1)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	28 412	26 237
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	26,6 %	26,6 %
Charges d'impôt calculées au taux d'imposition prévu par la loi	7 558	6 979
Éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition prévu par la loi		
Charges non déductibles	3 235	2 678
Incidence de soldes de pertes fiscales non comptabilisées antérieurement et utilisées pendant l'exercice	(355)	(322)
Bénéfice imposable à un taux autre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	(2 425)	(1 839)
Diminution des taux d'imposition différés	(558)	(2 565)
(Diminution) augmentation des différences temporaires imposables relativement aux investissements dans des filiales et des coentreprises et entreprises associées	(2 018)	710
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	164	160
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt exigible des exercices précédents	(5)	(7)
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	(395)	256
Charge d'impôt sur (le bénéfice) la perte attribué(e) aux participations ne donnant pas le contrôle dans des entités non imposables	(4 725)	760
Variations de l'actif d'impôt différé non comptabilisé	1 977	—
Autres	241	291
Charge d'impôt sur le résultat comptabilisée dans l'exercice considéré	2 694	7 101

Le taux d'imposition pour 2018 et 2017 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 2018	31 décembre 2017
<b>Impôt différé</b>		
Écarts de change à la conversion des établissements à l'étranger	(205)	60
Perte de change sur les couvertures désignées des investissements nets dans des établissements à l'étranger	(645)	(147)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(13 577)	4 172
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie	3 287	201
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation de la juste valeur des instruments de couverture	(150)	98
Pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies	(104)	—
<b>Total de l'impôt comptabilisé directement dans les autres éléments du résultat global</b>	<b>(11 394)</b>	<b>4 384</b>

#### 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 2018	31 décembre 2017
		(montants retraités – note 2.1)
Actifs	16 465	11 873
Passifs	(325 904)	(216 716)
	(309 439)	(204 843)

	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 :	(montants retraités – note 2.1)						
Immobilisations corporelles	(159 943)	(8 442)	—	(30 713)	—	(525)	(199 623)
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)	(3 273)	(709)	(80 735)	—	(943)	(90 115)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(1 247)	220	—	—	—	—	(1 027)
Instruments financiers dérivés	52 721	2 041	11 357	4 794	—	161	71 074
Dette à long terme	(3 836)	2 138	—	3 827	—	117	2 246
Débetures convertibles	(358)	196	—	—	(766)	—	(928)
Autres passifs	521	(942)	101	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
Autres	—	1 732	—	(1 104)	—	—	628
	(258 541)	(689)	10 749	(152 727)	(766)	1 439	(400 535)
Pertes fiscales reportées en avant	53 698	6 516	645	29 019	—	1 218	91 096
	(204 843)	5 827	11 394	(123 708)	(766)	2 657	(309 439)

Au 31 décembre 2018, la Société, ses filiales, ses coentreprises et ses entreprises associées avaient des pertes autres qu'en capital totalisant environ 345 000 \$ 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 2038. 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 1 <sup>er</sup> janvier 2017	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Comptabilisé dans les acquisitions d'entreprises	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2017
						(montants retraités – note 2.1)
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :						
Immobilisations corporelles	(159 667)	1 575	—	(1 011)	(840)	(159 943)
Immobilisations incorporelles	(115 461)	1 394	—	(34 366)	(2 109)	(150 542)
Frais de développement de projets	14 992	(3 589)	—	—	—	11 403
Investissement dans des filiales et des coentreprises et des entreprises associées	(3 664)	(559)	(232)	—	—	(4 455)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(1 225)	(22)	—	—	—	(1 247)
Instruments financiers dérivés	53 549	92	(4 299)	3 262	117	52 721
Dettes à long terme	(5 644)	(432)	—	2 162	78	(3 836)
Débitures convertibles	(486)	128	—	—	—	(358)
Autres passifs	560	(39)	—	—	—	521
Frais de financement	(4 268)	468	—	(396)	10	(4 186)
Paiement fondé sur des actions	1 205	176	—	—	—	1 381
	(220 109)	(808)	(4 531)	(30 349)	(2 744)	(258 541)
Pertes fiscales reportées en avant	53 676	(2 152)	147	1 198	829	53 698
	(166 433)	(2 960)	(4 384)	(29 151)	(1 915)	(204 843)



**d. Différences temporaires déductibles, pertes fiscales inutilisées et crédits d'impôt inutilisés non comptabilisés**

	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Pertes fiscales – de type exploitation	292 350	4 468
Pertes fiscales – de type capital	5 920	8 584
Coûts de transaction	477	477
	298 747	13 529

Les pertes fiscales – de type exploitation non comptabilisées viendront à expiration graduellement entre 2019 et 2038.

## 12. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le bénéfice net par action est calculé de la façon suivante :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
		(montants retraités – note 2.1)
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	32 692	29 475
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(5 942)	(5 942)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	26 750	23 533
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	130 030	108 427
Bénéfice net par action, de base (en \$)	0,21	0,22
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	130 030	108 427
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) <sup>1, 2</sup>	877	820
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	130 907	109 247
Bénéfice net par action, dilué (en \$)	0,21	0,22

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 du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation.
2. Un total de 203 416 actions détenues en fiducie en vertu du régime d'ARL sont incluses dans le calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Actions exclues des éléments dilutifs sur les actions ordinaires qui peuvent être émises à partir des (en milliers) :		
Options sur actions	203	203
Débitures convertibles	14 167	6 667

## 13. 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	
	2018	2017
Salaires et avantages à court terme	6 073	5 642
Jetons de présence des membres du conseil d'administration	738	700
Régime d'actions liées au rendement	1 769	1 503
Paiements fondés sur des actions	69	390
	8 649	8 235

## 14. AVANTAGES DU PERSONNEL

Les charges comptabilisées par la Société au titre des avantages du personnel comprennent les salaires et les avantages à court terme. Les avantages du personnel ont été comptabilisés dans les catégories suivantes :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Charges d'exploitation	5 991	5 287
Frais généraux et administratifs	23 316	9 815
Charges liées aux projets potentiels	8 218	6 942
Coûts de transaction	1 941	1 538
Inscrites aux immobilisations corporelles	1 006	2 306
Frais de développement de projets	148	—
	40 620	25 888

## 15. LIQUIDITÉS ET PLACEMENTS À COURT TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

Aux	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Comptes de liquidités soumises à restrictions	10 397	24 586
Compte de produit d'emprunts soumis à restrictions	13 948	27 037
Comptes de paiement du service de la dette	5 636	7 053
	29 981	58 676

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 un compte de produit d'emprunts soumis à restrictions géré 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.

Les liquidités soumises à restrictions comportent des fonds liés à une subvention que HS Orka administre et à laquelle elle participe, qui a été reçue et qui doit être distribuée aux partenaires.

En ce qui a trait aux six centrales hydroélectriques au fil de l'eau Harrison Hydro L.P. (les « centrales en exploitation de Harrison »), la Société maintient certains comptes de paiement du service de la dette. Au titre des comptes de paiement du service de la dette, un virement mensuel correspondant à un sixième du prochain paiement semestriel au titre des obligations ainsi qu'un virement mensuel correspondant à un tiers du prochain paiement trimestriel exigible en vertu des obligations subordonnées émises et en circulation doivent être effectués. Les versements au titre des emprunts prioritaires et subordonnés sont prélevés sur ce compte à leur échéance.

## 16. DÉBITEURS

Aux	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Créances clients	94 437	52 196
Taxes à la consommation	2 241	25 110
Crédits d'impôt à l'investissement	671	2 418
Autres	5 374	7 776
	102 723	87 500

La Société a constitué une provision pour pertes sur créances dont le montant correspond à une estimation des pertes de crédit attendues sur les créances clients et sur les autres débiteurs.

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 ses sociétés liées, Idaho Power Company et Électricité de France. Hydro-Québec a actuellement une notation de Aa2 attribuée par Moody's. British Columbia Hydro and Power Authority a actuellement une notation de Aaa attribuée par Moody's. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a indiqué que la province d'Ontario, dont la notation attribuée par Standard & Poor's (« S&P ») est actuellement de A+, honorera l'obligation d'Hydro One Inc. et de ses sociétés liées, en vertu des CAÉ auxquels elle est partie. Hydro One Inc. et ses sociétés liées détiennent actuellement une notation de A attribuée par S&P. La notation attribuée à Idaho Power Company par S&P est actuellement de BBB, et la notation attribuée à Électricité de France par S&P est actuellement de A-. L'exposition de HS Orka au risque de crédit dépend principalement des caractéristiques propres à chaque client. Plus de 34 % des produits de HS Orka sont attribuables aux transactions de vente conclues avec deux clients. HS Orka a établi une politique de crédit aux termes de laquelle tous les nouveaux clients sont évalués relativement à l'historique de paiement et à d'autres facteurs et des limites de crédit sont établies. Les clients en retard dans leurs paiements ne sont pas autorisés à effectuer de nouvelles transactions avec la Société tant qu'ils n'ont pas payé leur dette ou tant que le service de recouvrement de HS Orka n'approuve pas de nouvelles transactions en fonction d'une entente.

Au 31 décembre 2018, 62 \$ de clients et autres débiteurs étaient en souffrance depuis plus de 90 jours, et des radiations totales de créances dépréciées de 314 \$ ont été comptabilisées au cours de l'exercice.

Les taxes à la consommation et les crédits d'impôt à l'investissement sont à recevoir des gouvernements et concernent principalement le développement et la construction des projets.

## 17. COMPTES DE RÉSERVE

	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Total
Réserves au 1 <sup>er</sup> janvier 2018	45 914	4 056	49 970
Réserves acquises dans le cadre des acquisitions d'entreprises (note 5)	873	—	873
(Prélèvements) investissements dans les réserves, montant net	(78)	809	731
Incidence des variations du taux de change	321	—	321
Réserves à la fin de l'exercice	47 030	4 865	51 895
Moins : Tranche courante	—	—	—
Tranche non courante	47 030	4 865	51 895

	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Total
Réserves au 1 <sup>er</sup> janvier 2017	46 311	3 178	49 489
(Prélèvements) investissements dans les réserves, montant net	(793)	878	85
Incidence des variations du taux de change	396	—	396
Réserves à la fin de l'exercice	45 914	4 056	49 970
Moins : Tranche courante	—	—	—
Tranche non courante	45 914	4 056	49 970

Les placements à court terme sont détenus auprès d'importantes institutions financières. La Société n'a enregistré aucune perte de valeur sur ces instruments financiers, puisque les notations des contreparties sont élevées.

La disponibilité d'un montant de 51 024 \$ (49 180 \$ en 2017) dans les comptes de réserve est soumise à des restrictions en vertu d'ententes de crédit.

## 18. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations géothermiques	Installations en construction	Autre matériel	Total
<b>Coût</b>								
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	164 141	1 964	188 452
Acquisitions d'entreprises (note 5)	—	—	575 995	37 517	430 305	165 862	1 052	1 210 731
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	3 369	(25 218)	9 134	46	15 720
<b>Au 31 décembre 2018</b>	<b>3 095</b>	<b>2 089 405</b>	<b>2 025 711</b>	<b>165 273</b>	<b>418 317</b>	<b>339 137</b>	<b>17 518</b>	<b>5 058 456</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>								
Au 1er janvier 2018	—	(230 616)	(172 439)	(33 733)	—	—	(8 978)	(445 766)
Amortissement	—	(40 019)	(62 217)	(7 519)	(16 580)	—	(1 986)	(128 321)
Cessions	—	280	4	4	24	—	20	332
Écarts de change, montant net	—	(267)	(1 566)	(81)	266	—	(125)	(1 773)
<b>Au 31 décembre 2018</b>	<b>—</b>	<b>(270 622)</b>	<b>(236 218)</b>	<b>(41 329)</b>	<b>(16 290)</b>	<b>—</b>	<b>(11 069)</b>	<b>(575 528)</b>
<b>Valeur comptable au 31 décembre 2018</b>	<b>3 095</b>	<b>1 818 783</b>	<b>1 789 493</b>	<b>123 944</b>	<b>402 027</b>	<b>339 137</b>	<b>6 449</b>	<b>4 482 928</b>

La totalité des immobilisations corporelles est donnée en garantie des financements de projet respectifs ou du financement général de la Société.

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 8 995 \$.

Le coût des installations a été réduit en raison de crédits d'impôt à l'investissement de 3 003 \$ (3 003 \$ au 31 décembre 2017).

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parc solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
<b>Coût</b>							
Au 1er janvier 2017	3 011	1 613 017	876 569	124 303	426 059	10 830	3 053 789
Ajouts	4	17 870	12 147	12	61 319	3 677	95 029
Acquisitions d'entreprises (note 5)	40	—	340 396	—	122 203	—	462 639
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	453 495	156 086	—	(609 581)	—	—
Cessions	—	(2 001)	(178)	—	—	(95)	(2 274)
Autres variations	—	—	3 215	7	—	(23)	3 199
Écarts de change, montant net	—	(524)	22 059	—	—	87	21 622
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>3 055</b>	<b>2 081 857</b>	<b>1 410 294</b>	<b>124 322</b>	<b>—</b>	<b>14 476</b>	<b>3 634 004</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1er janvier 2017	—	(194 633)	(123 831)	(27 775)	—	(7 543)	(353 782)
Amortissement	—	(37 400)	(47 848)	(5 958)	—	(1 556)	(92 762)
Cessions	—	1 212	41	—	—	90	1 343
Autres variations	—	—	—	—	—	25	25
Écarts de change, montant net	—	205	(801)	—	—	6	(590)
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>—</b>	<b>(230 616)</b>	<b>(172 439)</b>	<b>(33 733)</b>	<b>—</b>	<b>(8 978)</b>	<b>(445 766)</b>
<b>Valeur comptable au 31 décembre 2017</b>	<b>3 055</b>	<b>1 851 241</b>	<b>1 237 855</b>	<b>90 589</b>	<b>—</b>	<b>5 498</b>	<b>3 188 238</b>

Au 1er octobre 2017, la Société a changé la durée d'utilité en ce qui a trait à la période d'amortissement de certaines composantes des immobilisations corporelles essentiellement liées à certains parcs éoliens situés au Québec. La durée d'utilité estimative des multiplicateurs de vitesse et des pales, qui était auparavant de 15 et 20 ans, respectivement, a été allongée à 20 et à 25 ans, ce qui tient compte de l'état des actifs et de l'entretien prédictif mené. Ce changement des estimations a été comptabilisé de façon prospective. L'incidence annuelle estimée de ce changement d'estimations comptables constitue une diminution de 2 932 \$ de la dotation à l'amortissement annuelle pour les 12 prochains mois.

## 19. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Centrales géothermiques	Installations en construction	Total
<b>Coût</b>						
Au 1er janvier 2018	562 756	287 861	9 538	—	—	860 155
Ajouts	—	—	—	2 597	—	2 597
Acquisitions d'entreprises (note 5)	—	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)
<b>Au 31 décembre 2018</b>	<b>559 853</b>	<b>377 716</b>	<b>10 776</b>	<b>200 802</b>	<b>26 389</b>	<b>1 175 536</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>						
Au 1er janvier 2018	(152 289)	(51 102)	(2 683)	—	—	(206 074)
Amortissement	(18 138)	(21 504)	(531)	(3 303)	—	(43 476)
Cession	73	—	—	—	—	73
Écarts de change, montant net	(116)	(1 000)	1	65	—	(1 050)
<b>Au 31 décembre 2018</b>	<b>(170 470)</b>	<b>(73 606)</b>	<b>(3 213)</b>	<b>(3 238)</b>	<b>—</b>	<b>(250 527)</b>
<b>Valeur nette au</b>						
<b>31 décembre 2018</b>	<b>389 383</b>	<b>304 110</b>	<b>7 563</b>	<b>197 564</b>	<b>26 389</b>	<b>925 009</b>

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parc solaire	Installations en construction	Total
<b>Coût</b>					
Au 1er janvier 2017	545 215	165 489	9 538	—	720 242
Ajouts	23 041	—	—	—	23 041
Acquisitions d'entreprises (note 5)	—	94 249	—	21 423	115 672
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	21 423	—	(21 423)	—
Autres variations	(5 326)	(1 122)	—	—	(6 448)
Écarts de change, montant net	(174)	7 822	—	—	7 648
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>562 756</b>	<b>287 861</b>	<b>9 538</b>	<b>—</b>	<b>860 155</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>					
Au 1er janvier 2017	(137 629)	(35 542)	(2 206)	—	(175 377)
Amortissement	(20 070)	(16 120)	(477)	—	(36 667)
Autres variations	5 326	1 122	—	—	6 448
Écarts de change, montant net	84	(562)	—	—	(478)
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>(152 289)</b>	<b>(51 102)</b>	<b>(2 683)</b>	<b>—</b>	<b>(206 074)</b>
<b>Valeur nette au</b>					
<b>31 décembre 2017</b>	<b>410 467</b>	<b>236 759</b>	<b>6 855</b>	<b>—</b>	<b>654 081</b>

## 20. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT DE PROJETS

Aux	31 décembre 2018	31 décembre 2017
<b>Coût</b>		
Au début de l'exercice	—	—
Frais de développement liés aux projets acquis dans le cadre des acquisitions d'entreprises (note 5)	19 298	—
Ajouts	10 048	—
Écarts de change, montant net	773	—
À la fin de l'exercice	30 119	—

Au 31 décembre 2018, la Société a effectué des tests de dépréciation annuels à l'égard des frais de développement de projets. D'après le résultat de ces tests, aucune perte de valeur n'a été inscrite.

## 21. GOODWILL

La valeur comptable du goodwill attribuée à chacune des UGT n'est pas importante en comparaison de la valeur comptable globale du goodwill de la Société, à l'exception du goodwill attribué à l'UGT de HS Orka hf. Par conséquent, la Société présente son goodwill par groupes d'unités. La répartition du goodwill entre les UGT ou les groupes d'unités importantes se présente comme suit.

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 5)	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

Aux	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Total
Au 1er janvier 2017	8 269	—	8 269
Acquisitions d'entreprises (note 5)	—	29 771	29 771
Écarts de change, montant net	—	540	540
Au 31 décembre 2017	8 269	30 311	38 580

Le 31 décembre 2018, 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 4,7 % à 5,2 % (4,1 % à 5,4 % en 2017).



Les hypothèses utilisées pour établir le montant recouvrable des actifs sont les suivantes :

- Le taux d'actualisation est une moyenne pondérée entre le coût consolidé de la dette et le coût consolidé des capitaux propres.
- 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 avoisinent les résultats réels.

## 22. FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Aux	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Fournisseurs et autres créditeurs	106 332	63 487
Tranche courante des retenues de garantie au titre de la construction	3 440	9 104
Intérêts à payer	18 057	15 523
Taxes à la consommation	4 310	2 918
	<u>132 139</u>	<u>91 032</u>

## 23. DETTE À LONG TERME

(Les références aux \$ US, aux € et aux ISK sont en milliers)	Taux d'intérêt en 2018	Échéance	31 décembre 2018	31 décembre 2017
				(montants retraités - note 2.1)
<b>Facilité de crédit à terme à court terme non garantie</b>				
a) Innergex	4,02 %-4,36 %	2019	228 000	—
<b>Facilités de crédit renouvelables comprenant des avances au taux LIBOR de 149 035 \$ US</b>				
a) Innergex	4,02 %-4,36 %	2023	387 409	281 438
<b>Emprunt à terme non garanti subordonné</b>				
a) Innergex	5,13 %	2023	150 000	—
			765 409	281 438
<b>Emprunts liés aux projets et autres emprunts</b>				
b) Phoebe (149 727 \$ US)	4,02 %	2019-2026	204 257	—
c) Plan Fleury (36 113 €)	1,00 %-1,80 %	2019-2034	56 383	68 353
d) Les Renardières (31 946 €)	1,05 %-1,80 %	2019-2034	49 878	60 471
e) Rougemont 1 (51 621 €)	0,64 %	2019-2035	80 596	79 695
f) Rougemont 2 (58 557 €)	0,68 %	2019-2035	91 425	89 158
g) Montagne Sèche	—	—	—	22 300
h) HS Orka (59 425 €) (199 869 ISK)	3,15 %	2022-2031	96 515	—
h) Alterra (y compris 20 775 \$ US)	8,06 %-8,56 %	2023	118 548	—
i) Spartan (9 825 \$ US)	6,31 %	2023	13 403	—
j) Rutherford Creek	6,88 %	2024	28 009	32 061
k) Valottes (9 515 €)	1,80 %-2,69 %	2024-2026	14 856	16 458
l) Ashlu Creek	3,95 %	2025	86 606	89 387
m) Sainte-Marguerite	7,40 %-8,00 %	2025-2064	63 888	67 705
n) Antoigné (5 000 €)	2,67 %	2025	7 806	8 601
o) Longueval (5 869 €)	1,69 %-1,86 %	2025	9 163	10 121
p) Porcien (5 989 €)	1,66 %-1,86 %	2025	9 350	10 378
q) Innergex Champagne et Innergex Lorraine (9 050 €)	7,25 %	2025	14 129	13 208
r) Bois d'Anchat (8 977 €)	2,25 %-3,20 %	2025-2030	14 016	14 691
s) Magpie	4,34 %-4,37 %	2025-2031	49 238	52 030
t) L'Anse-à-Valleau	—	—	—	30 490
u) Fitzsimmons Creek	2,98 %	2026	19 786	20 230
v) Kokomo (4 545 \$ US)	6,31 %	2026	6 200	—
w) Montjean (16 247 €)	2,56 %-2,95 %	2026-2031	25 367	26 392
x) Theil Rabier (16 247 €)	2,56 %-2,94 %	2026-2031	25 367	29 381
y) Mesgi'g Ugju's'n	3,92 %-4,28 %	2026-2036	250 923	257 515
z) Carleton	—	—	—	38 802
aa) Beaumont (21 433 €)	2,16 %-2,63 %	2027-2031	33 464	34 558
bb) Yonne (53 447 €)	1,08 %-1,54 %	2028-2031	83 447	86 325
cc) Stardale	3,92 %	2030	87 575	93 427
dd) Cholletz (9 570 €)	2,64 %	2030	14 942	15 537
ee) Innergex Cartier Énergie	3,81 %	2032	570 408	—
ff) Vaite (53 655 €)	0,84 %	2035	83 772	83 031
gg) Big Silver Creek	4,57 %-4,76 %	2041-2056	197 223	197 223
hh) Innergex Europe	8,00 %	2046	77 957	77 957

	Taux d'intérêt en 2018	Échéance	31 décembre 2018	31 décembre 2017
<b>Emprunts liés aux projets et autres emprunts (suite)</b>				
ii) Centrales en exploitation de Harrison	3,91 %-6,58 %	2049	451 021	452 513
jj) Kwoiek Creek	5,08 %-10,07 %	2052-2054	169 043	170 635
kk) Northwest Stave River	5,30 %	2053	71 972	71 972
ll) Tretheway Creek	4,99 %	2055	92 916	92 916
mm) Boulder Creek et Upper Lillooet	4,22 %-4,46 %	2043-2056	491 643	491 643
Autres emprunts dont les taux d'intérêt différent		2019	12	11
			3 761 104	2 905 175
<b>Total de la dette à long terme</b>			4 526 513	3 186 613
Frais de financement différés			(56 261)	(33 351)
			4 470 252	3 153 262
Tranche à court terme de la dette à long terme			(445 928)	(109 875)
<b>Tranche non courante</b>			4 024 324	3 043 387

## a. Innergex

### Emprunt à terme sur les facilités de crédit non garanties à court terme

Le 24 octobre 2018, la Société a conclu une facilité de crédit à terme d'un an de 228 000 \$ remboursable par la cession stratégique d'actifs choisis. Au 31 décembre 2018, des avances au taux des acceptations bancaires totalisant 228 000 \$ ont été consenties en vertu de cette facilité. L'emprunt porte intérêt à un taux de 4,03 %.

### Facilité de crédit à terme renouvelable

Le 21 février 2017, la Société a signé la cinquième entente de crédit modifiée et mise à jour liée à ses facilités de crédit renouvelables existantes de 425 000 \$. Ces modifications procurent une souplesse accrue à la Société en lui permettant d'emprunter en euros par l'intermédiaire d'emprunts portant intérêt au taux EURIBOR. De plus, la Société a prorogé sa facilité de crédit renouvelable de 2020 à 2021 afin d'accroître sa souplesse financière. Le 31 octobre 2017, la Société a augmenté ses facilités de crédit renouvelables de 50 000 \$ et a ajouté un nouveau prêteur au consortium de prêteurs. Elle a aussi prorogé l'échéance de ses facilités de crédit renouvelables de décembre 2021 à décembre 2022 afin d'accroître sa souplesse financière. Au 31 décembre 2017, les facilités de crédit renouvelables se chiffraient à 475 000 \$.

Le 6 février 2018, la Société a annoncé qu'elle avait augmenté ses facilités de crédit renouvelables de 225 000 \$, pour les porter à 700 000 \$, et qu'elle avait ajouté un nouveau prêteur au consortium de prêteurs.

Le 19 décembre 2018, la Société a signé la septième entente de crédit modifiée et mise à jour. Ces modifications reflètent les changements découlant de la nouvelle facilité de crédit liée à Cartier. La Société a également prorogé sa facilité de crédit à terme renouvelable de 2022 à 2023 afin d'obtenir une plus grande souplesse financière.

Au 31 décembre 2018, des avances au taux des acceptations bancaires et des avances au taux préférentiel totalisant 184 096 \$ ainsi qu'une avance au taux LIBOR de 203 313 \$ (149 035 \$ US) ont été consenties en vertu de cette facilité. Le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 4,35 %, compte tenu du swap de taux d'intérêt. Un montant de 169 136 \$ a été utilisé pour fournir des lettres de crédit. Par conséquent, la tranche inutilisée et disponible de la facilité s'élève à 143 455 \$.

La valeur comptable des actifs de la Société et des filiales qui ont été donnés en garantie en vertu de cette facilité totalise environ 478 000 \$.

En outre, la Société dispose également d'une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 15 000 \$ US, garantie par Exportation et développement Canada. Une lettre de crédit d'un montant de 20 463 \$ (15 000 \$ US) a été émise au 31 décembre 2018 et aucune lettre de crédit n'avait été émise en 2017 en vertu de cette facilité.

## Emprunt à terme non garanti subordonné

Le 1er février 2018, la Société a obtenu un emprunt à terme non garanti subordonné de 150 000 \$ d'une durée de cinq ans. L'emprunt porte intérêt au taux de 5,13 %, est remboursable en versements semestriels et arrive à échéance en 2023. L'emprunt est remboursable intégralement à l'échéance.

### b. Phoebe

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.

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 % (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 4,13 %). Au 31 décembre 2018, le montant intégral de 115 864 \$ US avait été prélevé de cette tranche. Après le début de la mise en service commerciale de l'installation, il sera remplacé par 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 2,5 % 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 5,57 % par la suite). L'emprunt à terme est d'une durée de 7 ans, les versements de capital commencent en 2021 et la proportion restante de 85 % du capital sera exigible à l'échéance le 30 septembre 2026.
- Un crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal de 176 225 \$ US portant intérêt au taux LIBOR à un mois majoré de 1,5 % (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 4,13 %). Après le début de la mise en service commerciale de l'installation, il est prévu que le crédit-relais contracté dans le cadre de l'investissement en partage fiscal sera remboursé à même le produit de l'investisseur participant au partage fiscal. Au 31 décembre 2018, une somme de 33 863 \$ US avait été prélevée de cette tranche.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit. Au 31 décembre 2018, un montant de 67 763 \$ US (92 442 \$) avait été utilisé pour garantir deux lettres de crédit.

Cette dette est garantie par les actifs de Phoebe Energy Project, LLC, d'une valeur comptable de 193 301 \$ (141 695 \$ US).

### c. Plan Fleury

Dans le cadre de l'acquisition de Plan Fleury en 2017, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes pour un total de 40 302 €.

- Un emprunt de 2 554 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,8 % et entièrement remboursable en 2018. Il s'agissait d'un crédit-relais visant à pré-financer les dépenses liées à la taxe à valeur ajoutée pertinentes à recevoir du gouvernement. À la suite de l'acquisition, la dette a augmenté de 4 714 € en 2017.
- Un emprunt de 27 688 € portant intérêt à un taux fixe de 1,65 % pendant les dix premières années et à un taux variable par la suite, remboursable en versements trimestriels à compter de 2020 et arrivant à échéance en 2032.
- Un emprunt de 5 273 € portant intérêt à un taux fixe de 1,65 % pendant les dix premières années et à un taux variable par la suite, remboursable en versements trimestriels à compter de 2020 et arrivant à échéance en 2034.
- Un emprunt de 4 145 € portant intérêt à un taux fixe de 1 % pendant trois ans, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2019. Les remboursements de capital s'établissent à 2 005 € pour 2019.
- Un emprunt de 642 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,8 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2019. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif s'élevait à 1,8 %. Les remboursements de capital s'établissent à 502 € pour 2019. À la suite de l'acquisition, la dette a augmenté de 395 € en 2017.
- Une facilité d'emprunt renouvelable de 1 585 € pour une réserve liée au service de la dette portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,8 % et arrivant à échéance en 2033. Au 31 décembre 2018, aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité.

La dette est garantie par les actifs d'Éole de Plan Fleury, d'une valeur comptable d'environ 58 166 €.

#### d. Les Renardières

Dans le cadre de l'acquisition de Les Renardières en 2017, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes pour un total de 35 699 €.

- Un emprunt de 2 131 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,8 % et entièrement remboursable en 2018. Il s'agissait d'un crédit-relais visant à pré-financer les dépenses liées à la taxe à valeur ajoutée pertinentes à recevoir du gouvernement. À la suite de l'acquisition, la dette a augmenté de 4 288 € en 2017.
- Un emprunt de 24 769 € portant intérêt à un taux fixe de 1,70 % pendant les 10 premières années et à un taux variable par la suite, remboursable en versements trimestriels à compter de 2020 et arrivant à échéance en 2032.
- Un emprunt de 4 394 € portant intérêt à un taux fixe de 1,70 % pendant les 10 premières années et à un taux variable par la suite, remboursable en versements trimestriels à compter de 2020 et arrivant à échéance en 2034.
- Un emprunt de 3 762 € portant intérêt à un taux fixe de 1,05 % pendant trois ans, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2019. Les remboursements de capital s'établissent à 1 881 € pour 2019.
- Un emprunt de 643 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,8 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2019. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif s'élevait à 1,8 %. Les remboursements de capital s'établissent à 416 € pour 2019. À la suite de l'acquisition, la dette a augmenté de 188 € en 2017.
- Une facilité d'emprunt renouvelable de 1 400 € pour une réserve liée au service de la dette portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,8 % et arrivant à échéance en 2033. Au 31 décembre 2018, aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité.

La dette est garantie par les actifs de Les Renardières, d'une valeur comptable d'environ 47 858 €.

#### e. Rougemont 1

Dans le cadre de l'acquisition de Rougemont 1-2 et Vaite en 2017, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes pour un total de 51 579 €.

- Un emprunt de 1 592 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1 % et entièrement remboursable en 2018. Il s'agissait d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation à recevoir du gouvernement. À la suite de l'acquisition, la dette a diminué d'un montant net de 1 426 € en 2017.
- Un emprunt de 49 987 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,4 % à 1,95 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2035. Les remboursements de capital s'établissent à 2 855 € pour 2019. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 50 948 €, pour un taux d'intérêt effectif de 0,81 %. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 2,03 % (1,97 % en 2017) compte tenu du swap de taux d'intérêt. À la suite de l'acquisition, la dette a augmenté de 3 345 € en 2017.
- Une facilité d'emprunt renouvelable de 2 410 € pour une réserve liée au service de la dette, portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,5 % à 1,65 %, arrivant à échéance en 2027. Au 31 décembre 2018, aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 1 000 €. Au 31 décembre 2018, un montant de 700 € avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit relativement à la garantie liée au démantèlement.

La dette est garantie par les actifs d'Énergies du Plateau Central, d'une valeur comptable d'environ 65 202 €.

#### f. Rougemont 2

Dans le cadre de l'acquisition de Rougemont 1-2 et Vaite en 2017, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes pour un total de 40 758 €.

- Un emprunt de 776 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1 % et entièrement remboursable en 2019. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif s'élevait à 0,76 %. Il s'agit d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation à recevoir du gouvernement. À la suite de l'acquisition, la dette a diminué d'un montant net de 477 € en 2017.

- Un emprunt de 31 096 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,4 % à 1,95 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2035. Les remboursements de capital s'établissent à 1 754 € pour 2019. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 31 688 €, pour un taux d'intérêt effectif de 0,81 %. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 2,09 % (1,99 % en 2017) compte tenu du swap de taux d'intérêt. À la suite de l'acquisition, la dette a augmenté de 840 € en 2017.
- Un emprunt de 8 886 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,4 % à 1,95 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2035. Les remboursements de capital ont été fixés à 1 593 € pour 2019. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 9 341 €, pour un taux d'intérêt effectif de 0,84 %. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 2,19 % (1,25 % en 2017) compte tenu du swap de taux d'intérêt. À la suite de l'acquisition, la dette a augmenté de 17 975 € en 2017.
- Une facilité d'emprunt renouvelable de 2 840 € pour une réserve liée au service de la dette, portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,5 % à 1,65 %, arrivant à échéance en 2027. Au 31 décembre 2018, aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 1 000 €. Au 31 décembre 2018, un montant de 861 € avait été utilisé pour fournir des lettres de crédit relativement à la garantie liée au démantèlement.

La dette est garantie par les actifs d'Énergies du Plateau Central 2, d'une valeur comptable d'environ 77 710 €.

#### g. Montagne Sèche

En mai 2014, la Société a renégocié l'emprunt afin de repousser l'échéance à juin 2021. L'emprunt consistait en un emprunt à terme d'une durée de 7 ans, amorti sur une période de 16 ans à compter de mai 2014. L'emprunt portait intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Le montant emprunté a été remboursé intégralement au cours du dernier trimestre de 2018.

La renégociation de 2014 a été comptabilisée comme une modification de dette aux termes de la modification d'IFRS 9 d'octobre 2017. Au moment de l'application initiale d'IFRS 9 (2014), 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 a été appliqué de façon rétrospective avec retraitement de la période antérieure, ce qui a donné lieu à une baisse de 1 060 \$ du montant de l'emprunt au 31 décembre 2017 (voir la note 2.1).

#### h. HS Orka et Alterra

Dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes d'une juste valeur totale de 305 045 \$.

- Une facilité d'emprunt de 112 991 \$ comportant trois tranches (tranche A : 67 295 \$, tranche B : 22 455 \$, tranche C : 21 110 \$ US) et un taux d'intérêt allant de 7,91 % à 8,56 % compte tenu du swap de taux d'intérêt. La facilité d'emprunt ne comporte aucun calendrier de remboursement prévu du capital avant l'échéance du 2023.

La facilité d'emprunt est garantie par les flux de trésorerie futurs et par les placements indirects en capitaux propres dans Toba Montrose, Dokie, Jimmie Creek et Flat Top, d'une valeur comptable d'environ 232 000 \$.

- Un emprunt par la société HS Orka de 76 919 \$ (49 641 €). L'emprunt est d'une durée initiale de cinq ans et est assorti d'options de prorogation d'au plus 18 ans. Le taux d'intérêt sur la facilité est le taux interbancaire offert en euros (Euro Interbank Offered Rate) (« EURIBOR ») majoré de 3,15 %. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif s'élevait à 3,15 %. L'emprunt servira surtout à la construction du projet hydroélectrique Brúarvirkjun, au forage et à d'autres activités d'aménagement sur le terrain à Reykjanes. Le prêt sera financé en tranches lorsque certaines conditions sont remplies. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 79 784 \$, pour un taux d'intérêt effectif de 3,6 %. À la suite de l'acquisition, la dette a augmenté de 13 565 \$ (8 688 €) en 2018.
- Un emprunt par la société HS Orka de 2 864 \$ (230 618 ISK) portant intérêt à 5,6 % et échéant en 2031. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de 2 805 \$. À la suite de l'acquisition, la dette a augmenté de 525 \$ (59 020 ISK) en 2018.

Les emprunts sont garantis par les actifs d'exploitation de HS Orka, de l'expansion de Reykjanes et du projet Brúarvirkjun, d'une valeur comptable d'environ 865 000 \$ (555 000 €).

- Une obligation de société de portefeuille de 48 155 \$ (38 431 \$ US) à rembourser par la filiale Magma Energy Sweden A.B (« Magma Sweden »). Aux termes de l'obligation, elle est devenue payable immédiatement au moment de la suppression de l'inscription des actions d'Alterra de la TSX en raison de l'acquisition. En conséquence, l'obligation a été entièrement réglée le 6 février 2018 à la suite de la réalisation de l'acquisition d'Alterra.
- Une obligation de société de portefeuille de 44 010 \$ (35 124 \$ US) à rembourser par Magma Sweden. L'obligation de société de portefeuille était garantie par les actions de HS Orka, portait intérêt au taux de 8,5 % par année et devait arriver à échéance le 23 octobre 2021. L'obligation a été remboursée intégralement au cours du premier trimestre de 2018 (voir la note 31).
- Une facilité de crédit renouvelable à court terme de 17 300 \$. La facilité avait une capacité d'emprunt de 20 000 \$, et les fonds étaient disponibles sur une base renouvelable à un taux d'intérêt de 8 % par année, composé et payable mensuellement. Le montant emprunté a été remboursé intégralement au cours du premier trimestre de 2018 et la facilité est arrivée à échéance le 31 mars 2018 (voir la note 31).

#### **i. Spartan**

À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total des facilités d'emprunt de Spartan s'élevait à 10 029 \$ US.

Le 22 décembre 2017, Spartan a conclu un emprunt à terme garanti de premier rang de 10 200 \$ US (12 984 \$) d'une durée de 6 ans portant intérêt à un taux variable et prévoyant un paiement ballon fondé sur une durée de 6 ans et un amortissement de 20 ans. Le taux variable est fondé sur le taux LIBOR à trois mois majoré d'un écart de 3,5 % par année. Les remboursements de capital sont établis à 550 \$ US pour 2019. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,81 % compte tenu du swap de taux d'intérêt.

L'emprunt est garanti par les actifs de Spartan PV1, LLC, d'une valeur comptable d'environ 21 000 \$ US.

#### **j. Rutherford Creek**

L'emprunt, qui porte intérêt à un taux fixe de 6,88 %, est amorti sur une période de 20 ans à compter de 2004. Cette dette est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 511 \$. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 4 340 \$ pour 2019.

L'emprunt est garanti par les actifs de Rutherford Creek Power Limited Partnership, d'une valeur comptable d'environ 71 964 \$.

#### **k. Valottes**

L'emprunt comprend deux facilités :

- Un emprunt de 4 749 € portant intérêt à un taux fixe de 2,69 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2024. Les remboursements de capital s'établissent à 601 € pour 2019.
- Un emprunt de 7 273 € portant intérêt à un taux fixe de 5,34 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2026. Les remboursements de capital s'établissent à 727 € pour 2019. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 8 502 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,80 %.

La dette est garantie par les actifs d'Énergie des Valottes, d'une valeur comptable d'environ 19 535 €.

Le 31 décembre 2018, à cause d'une baisse de la production au cours de l'exercice, la Société n'a pas respecté les dispositions du ratio de couverture du service de la dette. Le prêteur est donc en droit aux termes du contrat d'exiger un remboursement immédiat du solde impayé de l'emprunt. Par conséquent, ce solde figure dans le passif courant au 31 décembre 2018. À la date à laquelle les présents états financiers ont été approuvés par le conseil d'administration, le prêteur n'avait pas exigé que l'emprunt soit remboursé d'avance.

## **I. Ashlu Creek**

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 15 ans, arrivant à échéance en septembre 2025 et amorti sur une période de 25 ans se terminant en septembre 2035. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3 211 \$ pour 2019. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 6,26 % (6,14 % en 2017) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 3 000 \$. Au 31 décembre 2018, un montant de 1 288 \$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit.

L'emprunt est garanti par les actifs de la centrale hydroélectrique d'Ashlu Creek, d'une valeur comptable d'environ 147 818 \$.

## **m. Sainte-Marguerite**

L'emprunt comprend un emprunt à terme portant intérêt à un taux fixe de 7,40 %, remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital pour 2019 s'établissent à 2 039 \$. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 37 455 \$, pour un taux d'intérêt effectif de 3,30 %.

Cet emprunt est garanti par les actifs d'Innergex Sainte-Marguerite S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 128 957 \$.

En 2014, une débenture a été émise par Innergex Sainte-Marguerite S.E.C. au 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 (voir la note 24).

## **n. Antoigné**

L'emprunt consiste en un emprunt à terme de 6 964 € portant intérêt à un taux fixe de 2,67 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 714 € pour 2019.

La dette est garantie par les actifs d'Energie Antoigné, d'une valeur comptable d'environ 12 326 €.

## **o. Longueval**

L'emprunt comprend deux facilités :

- Un emprunt de 6 069 € portant intérêt à un taux fixe de 1,86 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 639 € pour 2019.
- Un emprunt de 1 812 € portant intérêt à un taux fixe de 5,73 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 216 € pour 2019. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 2 186 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,72 %.

La dette est garantie par les actifs d'Eoliennes de Longueval, d'une valeur comptable d'environ 13 310 €.

## **p. Porcien**

L'emprunt comprend deux facilités :

- Un emprunt de 6 069 € portant intérêt à un taux fixe de 1,86 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 639 € pour 2019.
- Un emprunt de 2 047 € portant intérêt à un taux fixe de 5,73 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 214 € pour 2019. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 2 454 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,67 %.

La dette est garantie par les actifs d'Energie du Porcien, d'une valeur comptable d'environ 13 492 €.



Le 31 décembre 2018, à cause d'une baisse de la production au cours de l'exercice, la Société n'a pas respecté les dispositions du ratio de couverture du service de la dette. Le prêteur est donc en droit aux termes du contrat d'exiger un remboursement immédiat du solde impayé de l'emprunt. Par conséquent, ce solde figure dans le passif courant au 31 décembre 2018. À la date à laquelle les présents états financiers ont été approuvés par le conseil d'administration, le prêteur n'avait pas exigé que l'emprunt soit remboursé d'avance.

#### q. **Financement de deux des filiales françaises**

Le 10 février 2017, Innergex Champagne S.A.S. et Innergex Lorraine S.A.S. ont chacune conclu un financement sous forme de dette subordonnée de 4 250 € avec un fonds d'infrastructures français. Les emprunts subordonnés portent intérêt à un taux de 7,25 %, ont une durée de huit ans et exigent le remboursement du capital en février 2025.

#### r. **Bois d'Anchat**

L'emprunt comprend deux facilités :

- Un emprunt de 1 005 € portant intérêt à un taux fixe de 3,20 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 49 € pour 2019.
- Un emprunt de 10 200 € portant intérêt à un taux fixe de 2,25 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2030. Les remboursements de capital s'établissent à 703 € pour 2019.

La dette est garantie par les actifs de Société d'Exploitation du Parc Éolien du Bois d'Anchat, d'une valeur comptable d'environ 19 808 €.

#### s. **Magpie**

Un crédit-relais à taux fixe était amorti jusqu'en août 2017. Le crédit-relais était remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 27 \$.

Une débenture était amortie jusqu'en décembre 2017. Elle était remboursable au moyen de paiements annuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 400 \$, à l'exclusion des intérêts implicites hors trésorerie de 18 \$.

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. La municipalité est un associé dans Société en commandite Magpie et est considérée comme une partie liée.

Un emprunt à terme de 55 882 \$, amortissable jusqu'en 2031 et portant intérêt à un taux fixe de 6,36 %, est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 379 \$. Les remboursements de capital relatifs à l'emprunt à terme varient et s'établissent à 2 052 \$ pour 2019.

Le crédit-relais et l'emprunt à terme sont garantis par les actifs de Société en commandite Magpie, d'une valeur comptable d'environ 90 165 \$.

#### t. **L'Anse-à-Valleau**

L'emprunt consistait en un emprunt à terme d'une durée de 18,5 ans, à compter de décembre 2007, amorti sur une période de 18,5 ans. L'emprunt portait intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme était remboursable en versements trimestriels. Le montant emprunté a été remboursé intégralement au cours du dernier trimestre de 2018.

#### u. **Fitzsimmons Creek**

L'emprunt à terme arrive à échéance en 2026 et est amorti sur une période restante de 25 ans se terminant en janvier 2042. Les avances sur l'emprunt portent intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 375 \$ pour 2019. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 3,58 % (3,59 % en 2017) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 150 \$ et une lettre de crédit liée à la réserve hydrologique d'un montant ne pouvant dépasser 310 \$. Au 31 décembre 2018, des montants de 50 \$ et de 310 \$, respectivement, avaient été utilisés pour fournir deux lettres de crédit.

Cette dette est garantie par les actifs de Fitzsimmons Creek Hydro L.P., d'une valeur comptable d'environ 22 782 \$.

#### v. Kokomo

À la date de l'acquisition d'Alterra, l'encours total des facilités d'emprunt de Kokomo s'élevait à 4 489 \$ US (5 625 \$).

Le 30 décembre 2016, Kokomo a conclu un emprunt à terme garanti de premier rang de 5 000 \$ US (6 265 \$) d'une durée de 10 ans portant intérêt à un taux variable et prévoyant un paiement ballon fondé sur une durée de 10 ans et un amortissement de 18 ans. Le taux variable est fondé sur le taux LIBOR à trois mois majoré d'un écart de 3,5 % par année. Les remboursements de capital s'établissent à 231 \$ US pour 2019. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,35 % compte tenu du swap de taux d'intérêt.

La dette est garantie par les actifs de Kokomo Solar I, LLC, d'une valeur comptable d'environ 10 000 \$ US.

#### w. Montjean

L'emprunt comprend des facilités d'une valeur totale de 23 897 € :

- Un emprunt de 1 126 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,5 %. Il s'agissait d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation et les montants à recevoir du gouvernement. La tranche inutilisée et disponible de cette facilité de crédit s'élevait à 2 945 € au moment de l'acquisition. Cet emprunt a été remboursé en totalité en juin 2017.
- Un emprunt de 12 680 € sur une marge de crédit portant intérêt à un taux fixe de 1,25 % jusqu'en 2026, et à un taux variable par la suite, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Les remboursements de capital s'établissent à 1 000 € pour 2019. La tranche inutilisée et disponible de cette facilité de crédit s'élevait à 2 320 € au moment de l'acquisition et à néant au 31 décembre 2018. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 11 054 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,85 %.
- Un emprunt de 4 125 € portant intérêt à un taux fixe de 1,15 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2026. Les remboursements de capital s'établissent à 413 € pour 2019. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 4 062 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,46 %.
- Une facilité d'emprunt de 700 € pour une réserve liée au service de la dette, portant intérêt à un taux fixe de 2,00 %, remboursable en versements trimestriels à compter de 2022 et arrivant à échéance en 2031. Cet emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 675 €, pour un taux d'intérêt effectif de 2,73 %.

La dette est garantie par les actifs de Montjean Energies, d'une valeur comptable d'environ 28 306 €.

#### x. Theil-Rabier

L'emprunt comprend des facilités d'une valeur totale de 23 897 €.

- Un emprunt de 1 234 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux de 1,5 %. Il s'agissait d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation et les montants à recevoir du gouvernement. Cet emprunt a été remboursé en totalité en juin 2017.
- Un emprunt de 12 972 € portant intérêt à un taux fixe de 1,25 % jusqu'en 2026, puis à un taux variable jusqu'à l'échéance, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Les remboursements de capital s'établissent à 1 000 € pour 2019. La tranche inutilisée de cette facilité de crédit s'élevait à 2 028 € au moment de l'acquisition et à néant au 31 décembre 2018. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 11 345 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,84 %.
- Un emprunt de 4 125 € portant intérêt à un taux fixe de 1,15 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2026. Les remboursements de capital s'établissent à 413 € pour 2019. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 4 062 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,46 %.
- Une facilité d'emprunt de 700 € pour une réserve liée au service de la dette, portant intérêt à un taux fixe de 2,00 %, remboursable en versements trimestriels à compter de 2022 et arrivant à échéance en 2031. Cet emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 676 €, pour un taux d'intérêt effectif de 2,73 %.

La dette est garantie par les actifs de Theil Rabier Energies, d'une valeur comptable d'environ 28 075 €.

## y. Mesgig'g Ugju's'n

Les emprunts de construction ont été convertis en un emprunt à terme en novembre 2017.

L'emprunt comprend trois facilités ou tranches :

- Un emprunt de construction à taux variable de 49 250 \$ portant intérêt à un taux de 2,41 % fixé par un swap; il a été remboursé en totalité en 2017 au moyen du produit du remboursement prévu par Hydro-Québec pour la sous-station électrique de Mesgig'g Ugju's'n.
- Un emprunt de construction à taux variable de 103 000 \$ portant intérêt à un taux de 3,54 % fixé par un swap; il a été converti en un emprunt à terme de 9,5 ans, et le capital sera amorti sur la durée de l'emprunt. Les remboursements de capital s'établissent à 6 592 \$ pour 2019.
- Un emprunt de construction de 159 459 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,28 %; il a été converti en un emprunt à terme de 19,5 ans, et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 9,5 ans. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels à compter de 2026 et arrivant à échéance en 2036.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 8 484 \$. Au 31 décembre 2018, un montant de 8 460 \$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit.

Cette dette est garantie par les actifs de Parc éolien Mesgig'g Ugju's'n (MU) S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 300 000 \$.

## z. Carleton

L'emprunt consistait en un emprunt à terme d'une durée de 14 ans, amorti sur une période de 14 ans à compter de juin 2013. L'emprunt à terme portait intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme était remboursable en versements trimestriels. Le montant emprunté a été remboursé intégralement au cours du dernier trimestre de 2018.

## aa. Beaumont

L'emprunt comprend trois facilités :

- Un emprunt de 3 649 € portant intérêt à un taux fixe de 3,78 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2027. Les remboursements de capital s'établissent à 112 € pour 2019. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 3 999 €, pour un taux d'intérêt effectif de 2,16 %.
- Un emprunt de 902 € portant intérêt à un taux fixe de 2,63 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2027. Les remboursements de capital s'établissent à 57 € pour 2019.
- Un emprunt de 20 500 € portant intérêt à un taux fixe de 2,42 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Les remboursements de capital s'établissent à 1 390 € pour 2019.

La dette est garantie par les actifs d'Eoles Beaumont S.A.S., d'une valeur comptable d'environ 44 463 €.

Le 31 décembre 2018, à cause d'une baisse de la production au cours de l'exercice, la Société n'a pas respecté les dispositions du ratio de couverture du service de la dette. Le prêteur est donc en droit aux termes du contrat d'exiger un remboursement immédiat du solde impayé de l'emprunt. Par conséquent, ce solde figure dans le passif courant au 31 décembre 2018. À la date à laquelle les présents états financiers ont été approuvés par le conseil d'administration, le prêteur n'avait pas exigé que l'emprunt soit remboursé d'avance.

## bb. Yonne

Dans le cadre de l'acquisition de Yonne en 2017, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes pour un total de 70 814 €.

- Un emprunt de 11 350 € portant intérêt à un taux variable de 0,93 % qui a été entièrement remboursé au deuxième trimestre de 2017. Il s'agissait d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation à recevoir du gouvernement.
- 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. Les remboursements de capital s'établissent à 649 € pour 2019. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 15 328 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,08 %.

- 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. Les remboursements de capital s'établissent à 2 997 € pour 2019. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 46 075 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,54 %. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 2,32 % (idem en 2017) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

La dette est garantie par les actifs d'Écoles-Yonne S.A.S., d'une valeur comptable d'environ 98 138 €.

#### cc. Stardale

Le 22 février 2016, Stardale a refinancé sa dette à long terme afin d'augmenter de 12 138 \$ son emprunt, portant ainsi le montant total de celui-ci à 109 000 \$. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 5 042 \$ pour 2019.

Le refinancement de 2016 a été comptabilisé comme une modification de dette aux termes de la modification d'IFRS 9 d'octobre 2017. Au moment de l'application initiale d'IFRS 9 (2014), 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 a été appliqué de façon rétrospective avec retraitement de la période antérieure, ce qui a donné lieu à une baisse de 3 136 \$ du montant de l'emprunt au 31 décembre 2017 (se reporter à la note 2.1).

Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,06 % (4,97 % en 2017) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 5 600 \$. Au 31 décembre 2018, un montant de 5 600 \$ avait été utilisé pour fournir deux lettres de crédit.

L'emprunt est garanti par les actifs de Stardale L.P., d'une valeur comptable d'environ 94 497 \$.

#### dd. Cholletz

L'emprunt comprend deux facilités.

- Un emprunt de 1 500 € portant intérêt à un taux de 1,9 %, remboursable en versements trimestriels. Cet emprunt a été remboursé en totalité en 2017.
- Un emprunt de 10 400 € portant intérêt à un taux fixe de 2,64 % jusqu'en 2026 et à un taux variable majoré d'une marge applicable par la suite, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2030. Les remboursements de capital s'établissent à 808 € pour 2019.

La dette est garantie par les actifs d'Énergie des Cholletz, d'une valeur comptable d'environ 19 345 €.

#### ee. Innergex Cartier Énergie

Le 19 décembre 2018, la Société a conclu un emprunt de 570 400 \$. L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 14 ans, amorti sur une période de 14 ans à compter de mars 2019. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 38 518 \$ pour 2019. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 4,33 % compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 39 200 \$. Au 31 décembre 2018, un montant de 32 160 \$ a été utilisé pour fournir des lettres de crédit.

La dette est garantie par les actifs d'Innergex Cartier Énergie S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 815 522 \$.

## ff. Vaite

Dans le cadre de l'acquisition de Rougemont 1-2 et Vaite en 2017, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes pour un total de 53 545 €.

- Un emprunt de 552 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1 %. Il s'agissait d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation à recevoir du gouvernement. Cet emprunt a été remboursé en totalité en 2017.
- Un emprunt de 52 993 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,4 % à 1,95 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2035. Les remboursements de capital s'établissent à 3 192 € pour 2019. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 54 023 €, pour un taux d'intérêt effectif de 0,81 %. Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 2,21 % (1,99 % en 2017) compte tenu du swap de taux d'intérêt. À la suite de l'acquisition, la dette a augmenté de 2 820 € en 2017.
- Une facilité d'emprunt renouvelable de 2 520 € pour une réserve liée au service de la dette, portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,5 % à 1,65 %, arrivant à échéance en 2027. Au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2018, aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 1 000 €. Au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017, un montant de 754 € avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit relativement à la garantie liée au démantèlement.

La dette est garantie par les actifs d'Énergies du Réchet, d'une valeur comptable d'environ 67 648 €.

## gg. Big Silver Creek

L'emprunt de construction a été converti en emprunt à terme en janvier 2017.

L'emprunt comprend trois facilités ou tranches :

- Un emprunt de construction de 51 012 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,57 %. En 2017, il a été converti en un emprunt à terme de 25 ans, et le capital sera amorti sur une période de 22 ans, à compter de 2019. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels à compter de 2019 et arrivant à échéance en 2041. Les remboursements de capital pour 2019 s'établissent à 803 \$.
- Un emprunt de construction de 128 311 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %. En 2017, il a été converti en un emprunt à terme de 39,5 ans. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels à compter de 2042 et arrivant à échéance en 2056.
- Un emprunt de construction de 17 900 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %. En 2017, il a été converti en un emprunt à terme de 39,5 ans, et son capital sera remboursé à l'échéance en 2056.

Cette dette est garantie par les actifs de Big Silver Creek Power L.P., d'une valeur comptable d'environ 206 855 \$.

## hh. Société en commandite Innergex Europe (2015)

À la suite des acquisitions en France, une débenture a été émise à l'autre associé pour un produit de 38 189 \$ en 2016 et un produit additionnel de 39 768 \$ a été comptabilisé en 2017, ce qui porte le total à 77 957 \$. 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 est considéré comme une partie liée.

La Société a investi un montant total de 87 227 \$ en 2016 et des montants additionnels de 90 832 \$ en 2017, pour un total de 178 059 \$ dans des parts privilégiées de Société en commandite Innergex Europe (2015), lesquelles affichent un taux de rendement privilégié de 8,00 % composé annuellement et remboursable au même moment que la débenture. Les parts privilégiées sont éliminées dans le processus de consolidation.

## ii. Centrales en exploitation de Harrison

L'obligation prioritaire à rendement réel des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à un taux de 2,96 %, ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'indice d'ensemble des prix à la consommation (l'« IPC ») du Canada, non désaisonnalisé. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base semestrielle. L'obligation arrivera à échéance en juin 2049. Les paiements semestriels se chiffrent à 5 790 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (6 932 \$ après l'ajustement selon l'IPC en 2018). En décembre 2031, les paiements diminueront à 4 481 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Les remboursements de capital pour 2019 s'établissent à 6 601 \$.

L'obligation prioritaire à taux fixe des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à un taux de 6,61 %. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base semestrielle. L'obligation arrivera à échéance en septembre 2049. Les paiements semestriels se chiffrent à 8 072 \$. En septembre 2031, les paiements diminueront à 6 724 \$ jusqu'à l'échéance de l'obligation. Les remboursements de capital pour 2019 s'établissent à 3 865 \$.

L'obligation subordonnée à rendement réel des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à un taux de 4,27 %, ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base trimestrielle. L'obligation arrivera à échéance en septembre 2049. Les paiements trimestriels d'intérêts se chiffrent à 389 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (465 \$ après l'ajustement selon l'IPC en 2018). Les remboursements de capital pour 2019 s'établissent à 512 \$.

Les obligations sont garanties par les centrales en exploitation de Harrison. La valeur comptable des biens et des actifs des centrales en exploitation de Harrison s'élève à environ 602 671 \$.

	Obligation prioritaire à rendement réel	Obligation prioritaire à taux fixe	Obligation subordonnée à rendement réel	Total
Solde au 1er janvier 2018	221 415	202 135	28 964	452 514
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	6 030	—	767	6 797
Remboursement de capital	(6 391)	(3 658)	(487)	(10 536)
Amortissement de la réévaluation	1 345	803	99	2 247
Solde au 31 décembre 2018	222 399	199 280	29 343	451 022

Les intérêts compensatoires découlent de la variation de l'IPC au cours de la période de référence.

## jj. Kwoiek Creek

L'emprunt de construction à terme de 168 500 \$ portant intérêt à un taux fixe de 5,08 % est amorti sur une période de 36 ans à compter de janvier 2017. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 1 786 \$ pour 2019. Cet emprunt est garanti par les actifs de Kwoiek Creek Resources L.P., d'une valeur comptable d'environ 173 714 \$.

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. L'associé est considéré comme une partie liée.

## kk. Northwest Stave River

L'emprunt portant intérêt à un taux fixe de 5,30 % est amorti sur une période de 38 ans à compter de 2015. Cet emprunt à terme est remboursable en versements semestriels à compter de 2020 et arrivant à échéance en 2053. L'emprunt est garanti par les actifs de Northwest Stave River L.P., d'une valeur comptable d'environ 78 846 \$.

## ll. Tretheway Creek

L'emprunt de construction à terme portant intérêt à un taux fixe de 4,99 % a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 39 ans en avril 2016 et est amorti sur une période de 35 ans à compter de 2020. Cet emprunt à terme est remboursable en versements semestriels à compter de 2020 et arrivant à échéance en 2055. L'emprunt est garanti par les actifs de Tretheway L.P., d'une valeur comptable d'environ 102 806 \$.

## mm. Boulder Creek et Upper Lillooet River

Le prêt de construction a été converti en un emprunt à terme le 29 juin 2018.

L'emprunt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 191 643 \$ a été converti en un emprunt à terme de 25 ans amorti sur une période de 22 ans. Cet emprunt à terme sera remboursable en versements semestriels à compter de 2021 et arrivera à échéance en 2043. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux fixe de 4,22 %.
- Un prêt de construction de 250 000 \$ a été converti en un emprunt à terme de 38 ans amorti sur une période de 13 ans. Cet emprunt à terme sera remboursable en versements semestriels à compter de 2043 et arrivera à échéance en 2056. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux fixe de 4,46 %.
- Un prêt de construction de 50 000 \$ a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 38 ans. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux fixe de 4,46 %. Le capital sera exigible à l'échéance en 2056.

Cette dette est garantie par les actifs de Boulder Creek Power L.P. et d'Upper Lillooet River Power L.P., d'une valeur comptable d'environ 487 088 \$.

### Remboursements de capital

Les remboursements de capital prévus au cours des prochains exercices, excluant les réévaluations et les frais de financement différés, sont les suivants :

	Remboursements de capital				
	Emprunts par la Société et autres emprunts	Emprunts liés aux projets	Amortissement de la réévaluation	Frais de financement différés	Dette à long terme
2019	228 000	227 440	2 170	(11 682)	445 928
2020	—	129 964	(826)	(5 359)	123 779
2021	—	145 593	(881)	(4 591)	140 121
2022	—	223 984	(1 097)	(4 420)	218 467
2023	655 957	152 026	(1 310)	(4 024)	802 649
Par la suite	—	2 792 053	(26 559)	(26 186)	2 739 308
	883 957	3 671 060	(28 503)	(56 262)	4 470 252

## 24. AUTRES PASSIFS

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débeture de SM S.E.C. (note 23 m)	Droits de propriété futurs	Obligations au titre des prestations de retraite	Contrats inférieurs aux prix du marché	Total
<b>Au 1er janvier 2018</b>	1 950	40 678	13 458	23 921	—	—	80 007
Passif repris dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 5)	—	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
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	—	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)
<b>Au 31 décembre 2018</b>	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



	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débenture de SM S.E.C. (note 23 m)	Droits de propriété futurs	Total
<b>Au 1<sup>er</sup> janvier 2017</b>	2 949	15 256	9 256	—	27 461
Passif repris dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 5)	—	12 060	—	—	12 060
Nouvelles obligations	—	8 604	—	23 041	31 645
Charges d'intérêts incluses dans les charges financières	—	—	4 202	—	4 202
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	128	656	—	880	1 664
Profit sur les contreparties conditionnelles	(881)	—	—	—	(881)
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	—	3 220	—	—	3 220
Paiement de contreparties conditionnelles	(246)	—	—	—	(246)
Incidence des variations du taux de change	—	882	—	—	882
<b>Au 31 décembre 2017</b>	1 950	40 678	13 458	23 921	80 007
Tranche courante des autres passifs	(500)	—	—	—	(500)
Tranche non courante des autres passifs	1 450	40 678	13 458	23 921	79 507

#### 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 cours de l'exercice, les estimations des frais prévus pour régler le passif se rapportant aux parcs éoliens québécois ont été revues. La Société estime que la valeur non actualisée des paiements requis pour régler les obligations sur une période de 25 ans est la suivante :

Année des paiements prévus	
2031	18 168
2032	16 941
2033	18 946
2034	1 961
2035	1 777
2036	12 896
2037	34 759
2038	7 955
2039	3 058
2040	1 235
2041	22 911
2042	21 871
	162 478

Au 31 décembre 2018, les flux de trésorerie ont été actualisés à des taux variant de 2,31 % à 4,7 % (1,94 % à 4,45 % en 2017), pour déterminer les obligations.

## c. 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.

## d. Obligations au titre des prestations de retraite

La Société comptabilise une obligation au titre des prestations de retraite provenant du régime de retraite à prestations définies de HS Orka. Certains employés de HS Orka ont fourni des services pour un tiers, HS Veitur, et les deux sociétés partagent le financement des régimes de retraite de HS Orka. HS Orka a comptabilisé la quote-part de HS Veitur de l'obligation au titre des prestations de retraite et une créance à long terme à recevoir correspondante de HS Veitur d'un montant de 9 749 \$ au 31 décembre 2018. Les gains et les pertes actuariels liés à la quote-part de HS Veitur de l'obligation au titre des prestations de retraite sont comptabilisés dans le résultat net à mesure qu'ils sont remboursables par HS Veitur (se reporter à la note 33 f).

Selon les évaluations actuarielles, l'obligation au titre des prestations constituées de la Société s'est élevée à 26 926 \$ au 31 décembre 2018, actualisé à un taux de 2 %, en tenant compte de la quote-part des actifs nets du régime de retraite.

La partie de l'augmentation de l'obligation au titre des prestations de retraite liée à la quote-part de HS Veitur s'est élevée à 1 130 \$ au cours de l'exercice.

Obligations au titre des prestations de retraite au 6 février 2018	27 841 \$
Apports au cours de l'exercice	(1 608)
Coût des services rendus de la période	47
Charge d'intérêts	450
Changements actuariels liés à HS Orka	520
Changements actuariels liés à HS Veitur et imputés au résultat net	1 130
Monnaies étrangères	(1 454)
<b>Obligations au titre des prestations de retraite au 31 décembre 2018</b>	<b>26 926 \$</b>

Les obligations au titre des prestations de retraite sont les suivantes :

Le régime de retraite pour les employés de l'État	12 973 \$
Le régime de retraite pour les employés de la municipalité de Hafnarfjörður	8 030
Le régime de retraite pour les employés de la municipalité des Îles Vestman	5 923
<b>Obligations au titre des prestations de retraite au 31 décembre 2018</b>	<b>26 926 \$</b>

#### e. Contrats inférieurs aux prix du marché

À la suite de l'acquisition de HS Orka, les contrats de vente d'électricité à long terme en vigueur au moment de la prise de contrôle ont été comptabilisés à la juste valeur en comparant les prix contractuels aux prix du marché. Les prix contractuels étaient inférieurs aux prix du marché. Par conséquent, les contrats préexistants ont été considérés comme étant inférieurs aux prix du marché et un passif a été comptabilisé à la juste valeur dans la répartition du prix d'achat pour HS Orka.

La Société amortit la juste valeur des contrats de vente inférieurs aux prix du marché sur la durée restante du contrat et comptabilise le montant dans les autres charges (produits), montant net.

Au 31 décembre 2018, HS Orka a deux contrats inférieurs aux prix du marché restants (expiration en 2019 et en 2026).

## 25. DÉBENTURES CONVERTIBLES

Le 12 juin 2018, la Société a émis un montant en capital total de 150 000 \$ de débentures convertibles à 4,75 % à un prix de 1 000 \$ par débenture convertible, portant intérêt à un taux de 4,75 % par année, payable semestriellement le 30 juin et le 31 décembre de chaque année, à compter du 31 décembre 2018. Les débentures convertibles seront convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 20,00 \$ par action, soit un taux de conversion de 50 actions ordinaires pour chaque tranche de 1 000 \$ de montant en capital au titre des débentures convertibles. Les débentures convertibles arriveront à échéance le 30 juin 2025 et ne seront pas rachetables avant le 30 juin 2021, sauf dans certaines circonstances limitées. À compter du 30 juin 2021 et avant le 30 juin 2023, 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 30 juin 2023, Innergex peut racheter les débentures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés.

Produit de l'émission des débentures convertibles à 4,75 %	150 000
Coûts de transaction	(6 910)
Produit net	143 090
Montant classé dans les capitaux propres	(2 865)
Composante passif des débentures convertibles au moment de l'émission (taux d'intérêt effectif de 6,08 %)	140 225

Le 10 août 2015, la Société a émis un montant en capital total de 100 000 \$ au titre de débentures convertibles à 4,25 % à un prix de 1 000 \$ par débenture convertible, portant intérêt à un taux de 4,25 % par année, payable semestriellement le 31 août et le 28 février de chaque année, à compter du 28 février 2016. Les débentures convertibles seront convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 15,00 \$ par action, soit un taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires pour chaque tranche de 1 000 \$ de montant en capital au titre des débentures

convertibles. Les débetures convertibles arriveront à échéance le 31 août 2020 et sont rachetables depuis le 31 août 2018. À compter du 31 août 2018, et avant le 31 août 2019, Innergex peut racheter les débetures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés, dans certaines circonstances. À compter du 31 août 2019, Innergex peut racheter les débetures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés.

Les débetures 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.

## 26. 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 2018	31 décembre 2017
<b>Émises et entièrement libérées</b>		
Début de l'exercice	108 608 083	108 181 592
Actions ordinaires émises à la suite de l'acquisition d'Alterra (note 5 b)	24 327 225	—
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	748 754	361 195
Exercice d'options sur actions ordinaires	—	121 378
Rachat d'actions ordinaires	(697 212)	(56 082)
Fin de l'exercice	132 986 850	108 608 083
<b>Détenues en fiducie en vertu du régime d'ALR</b>		
Début de l'exercice	(273 762)	—
Achetées	—	(273 762)
Attribuées	70 346	—
Fin de l'exercice	(203 416)	(273 762)
Actions ordinaires en circulation à la fin de l'exercice	132 783 434	108 334 321

#### Rachat d'actions ordinaires

Le 15 août 2017, 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 (l'« offre »). Conformément à cette offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,84 % des 108 640 790 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 14 août 2017. L'offre a été lancée le 17 août 2017 et a pris fin le 16 août 2018. Au 31 décembre 2017, 56 082 actions ordinaires avaient été rachetées et annulées à un prix moyen de 13,85 \$. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, 697 212 actions ordinaires ont été rachetées et annulées à un prix moyen de 13,60 \$.

#### 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 15<sup>e</sup> 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 30<sup>e</sup> 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 15<sup>e</sup> jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,4375 \$ par action. 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) Paiements fondés sur des actions

### **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.

En 2017, 752 000 options sur actions ont été exercées au prix de 11,00 \$ par action, ce qui a donné lieu à l'émission de 121 378 actions ordinaires sans décaissement. La différence entre les 752 000 options exercées et les 121 378 actions 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, 77 167 options sur actions ont été attribuées pendant l'exercice 2017. 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 ans suivant la date d'attribution. Les options doivent être exercées avant août 2024 à un prix d'exercice de 14,52 \$.

Le tableau suivant présente un sommaire des options sur actions en circulation de la Société aux 31 décembre 2018 et 2017 :

	31 décembre 2018		31 décembre 2017	
	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
En circulation au début de l'exercice	2 782	10,14	3 457	10,23
Attribuées au cours de l'exercice	—	—	77	14,52
Exercées au cours de l'exercice	—	—	(752)	11,00
Annulées au cours de l'exercice	—	—	—	—
En circulation à la fin de l'exercice	2 782	10,14	2 782	10,14
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	2 661	9,94	2 512	9,80

Les options suivantes étaient en circulation et pouvaient être exercées au 31 décembre 2018 :

Années d'attribution	Nombre d'options en circulation (en milliers)	Prix d'exercice (\$)	Nombre d'options pouvant être exercées (en milliers)	Échéance
2011	770	9,88	770	2018
2012	397	10,70	397	2019
2010	618	8,75	618	2020
2013	397	9,13	397	2020
2014	397	10,96	397	2021
2016	126	14,65	63	2023
2017	77	14,52	19	2024
	2 782		2 661	

1. L'échéance a été prorogée conformément au régime d'options sur actions. Si la date à laquelle une option expire survient au cours des dix jours ou dans les dix jours suivant le dernier jour d'une période d'interdiction d'opérations aux termes d'une politique en matière de période d'interdiction d'opérations de la Société, la date d'expiration de l'option correspondra au dernier jour de cette période de dix jours.

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.

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.

#### 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 2018, 748 754 actions 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	
	2018	2017
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,68	0,66

## g) Régime d'actions liées au rendement et régime d'unités d'actions différées

### 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 :

(en milliers)	31 décembre 2018		31 décembre 2017	
	ALR	UAD	ALR	UAD
Solde au début de l'exercice	368	28	325	4
Attribuées au cours de l'exercice	—	26	135	23
Payées au cours de l'exercice	(118)	—	(113)	—
Réinvestissement de dividendes au cours de l'exercice	14	2	21	1
Solde à la fin de l'exercice	264	56	368	28

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 2 089 \$ a été comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 dans le cadre du régime d'ALR et du régime d'UAD (1 695 \$ en 2017).



## 27. 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	Réserve nette au titre de la conversion de devises	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 1 <sup>er</sup> janvier 2018	1 061	(1 074)	(13)	9 279	663	—	9 929
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	(14 757)	—	(14 757)	—	—	—	(14 757)
(Perte) profit de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	(5 912)	(5 912)	(48 743)	13 246	(520)	(41 929)
Impôt différé connexe	205	645	850	13 577	(3 287)	104	11 244
<b>Solde au 31 décembre 2018</b>	<b>(13 491)</b>	<b>(6 341)</b>	<b>(19 832)</b>	<b>(25 887)</b>	<b>10 622</b>	<b>(416)</b>	<b>(35 513)</b>

	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	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	Total
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2017	1 094	(1 290)	(196)	(1 596)	49	(1 743)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	27	—	27	—	—	27
Profit de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	69	69	15 047	815	15 931
Impôt différé connexe	(60)	147	87	(4 172)	(201)	(4 286)
<b>Solde au 31 décembre 2017</b>	<b>1 061</b>	<b>(1 074)</b>	<b>(13)</b>	<b>9 279</b>	<b>663</b>	<b>9 929</b>

## 28. 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	
	2018	2017
Débiteurs et impôt à recevoir	9 682	59 271
Charges payées d'avance et autres	2 161	(1 844)
Fournisseurs, autres créditeurs et impôt à payer	(22 864)	(33 645)
	(11 021)	23 782

### b. Renseignements supplémentaires

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Intérêts versés (y compris les intérêts inscrits à l'actif de 5 031 \$ (6 882 \$ en 2017))	(174 024)	(132 707)

*Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :*

Immobilisations corporelles impayées	2 394	(49 845)
Autres passifs impayés	—	23 041
Immobilisations incorporelles impayées	(169)	(23 041)
Actions dont les droits ont été acquis dans le régime d'ALR	948	—
Coûts de développement de projets impayés	919	—
Actions ordinaires émises à l'exercice d'options sur actions	—	101
Réévaluation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	11 070	3 220
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	9 929	5 135
Actions ordinaires émises au moment de l'acquisition d'Alterra	330 607	—
Participation dans des coentreprises et des entreprises associées non payée	13 154	—
Investissement provenant de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	(507)	—
Prêts consentis à des associés en échange de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	—	(4)

### c. Variations des passifs issus des activités de financement

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
		(montants retraités)
<b>Variations de la dette à long terme</b>		
Dette à long terme au début de la période	3 153 262	2 601 711
Augmentation de la dette à long terme	2 070 430	668 856
Remboursement de la dette à long terme	(1 114 449)	(576 187)
Paiement des frais de financement différés	(26 736)	(1 161)
Acquisitions d'entreprises (note 5)	331 414	432 351
Autres charges financières hors trésorerie	17 102	8 403
Écarts de change, montant net	39 229	19 289
Dette à long terme à la fin de la période	4 470 252	3 153 262
<b>Variations des débetures convertibles</b>		
Débetures convertibles au début de la période	96 246	94 840
Augmentation des débetures convertibles émises	150 000	—
Coûts de transaction	(6 910)	—
Montant classé dans les capitaux propres	(2 865)	—
Désactualisation des débetures convertibles	2 177	1 406
Débetures convertibles à la fin de la période	238 648	96 246

## 29. FILIALES

### Informations détaillées sur les filiales qui ne sont pas entièrement détenues et qui affichent des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales de la Société qui ne sont pas entièrement détenues :

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 2018	31 décembre 2017	31 décembre 2018	31 décembre 2017	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Canada	49,99 %	49,99 %	(1 607)	(2 828)	51 276	52 884
Creek Power Inc. et ses filiales	Canada	— %	33,33 %	(5 192)	(4 533)	—	(27 065)
Kwojək Creek Resources, L.P. <sup>1</sup>	Canada	50,00 %	50,00 %	(1 048)	(445)	(12 216)	(11 169)
Parc éolien Mesgi'g Ugiu's'n (MU) S.E.C. <sup>1</sup>	Canada	50,00 %	50,00 %	9 156	6 030	(3 794)	(3 699)
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.	Canada	49,99 %	49,99 %	(2 157)	(1 052)	(8 771)	(6 614)
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	Canada/ Europe	30,45 %	30,45 %	(5 478)	(7 168)	4 862	10 561
HS Orka hf <sup>2</sup>	Islande	46,10 %	— %	921	—	282 665	—
Spartan LLC <sup>3</sup>	États-Unis	Divers	— %	(530)	—	11 547	—
Kokomo LLC <sup>4</sup>	États-Unis	Divers	— %	(211)	—	4 804	—
Autres	Canada	Divers	Divers	(828)	(343)	(604)	22
				(6 974)	(10 339)	329 769	14 920

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans la filiale.
2. Par suite de l'acquisition d'Alterra, la Société détient une participation de 53,9 % dans HS Orka hf, qui détient deux centrales géothermiques en exploitation en Islande : Svartsengi et Reykjanes.
3. La Société détient 100 % de la participation de commanditaire dans le parc solaire Spartan, tandis que la participation au partage fiscal est détenue par un tiers.
4. La Société détient une participation de commanditaire de 90 % dans le parc solaire Kokomo, la participation de commanditaire restante de 10 % et la participation fiscale étant détenues par des tiers.

Les tableaux suivants présentent un sommaire de l'information financière relative à chaque filiale de la Société affichant des participations ne donnant pas le contrôle significatives. Le sommaire de l'information financière ci-dessous présente les montants avant les ajustements de consolidation.

### Harrison Hydro L.P. et ses filiales

Aux	31 décembre 2018	31 décembre 2017
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	20 642	13 376
Actifs non courants	587 713	601 105
	608 355	614 481
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Passifs courants	17 480	17 163
Passifs non courants	451 381	453 647
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	88 218	90 787
Participations ne donnant pas le contrôle	51 276	52 884
	608 355	614 481
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
Produits	50 509	50 891
Charges	54 681	57 689
Perte nette et résultat global	(4 172)	(6 798)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(2 565)	(3 970)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 607)	(2 828)
	(4 172)	(6 798)
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
Entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	8 293	15 486
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(10 537)	(21 878)
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	(1 585)	(1 287)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(3 829)	(7 679)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		
	—	5 998

## Kwoiek Creek Resources L.P.

Aux	31 décembre 2018	31 décembre 2017
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	4 306	7 335
Actifs non courants	169 408	172 223
	173 714	179 558
Passifs courants	5 428	7 919
Passifs non courants <sup>1</sup>	191 784	193 480
Déficit attribuable aux propriétaires	(11 282)	(10 672)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(12 216)	(11 169)
	173 714	179 558

1. Les passifs non courants comprennent des parts privilégiées de 39 752 \$ détenues par Innergex et une dette subordonnée de 3 662 \$ détenue par un associé.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
Produits	17 899	19 016
Charges <sup>1</sup>	19 995	19 906
Perte nette et résultat global	(2 096)	(890)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(1 048)	(445)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 048)	(445)
	(2 096)	(890)

### Sommaire des tableaux des flux de trésorerie

Sorties nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	(2 049)	(97)
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(1 592)	(1 530)
Entrées (sorties) nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	267	(175)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(3 374)	(1 802)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—

1. Les charges comprennent un montant de 4 113 \$ (4 185 \$ en 2017) relatif au rendement privilégié à payer à Innergex au titre des parts privilégiées de 39 752 \$ et de la dette subordonnée de 3 662 \$ payable à un associé. Compte non tenu de ces éléments, la perte nette se serait chiffrée à 2 017 \$ (3 294 \$ en 2017).

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

Aux	31 décembre 2018	31 décembre 2017
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	23 533	21 727
Actifs non courants	276 142	283 271
	299 675	304 998
Passifs courants	12 500	16 004
Passifs non courants	246 394	247 867
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	44 575	44 826
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(3 794)	(3 699)
	299 675	304 998
	<b>Exercices clos les 31 décembre</b>	
	2018	2017
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
Produits	62 592	51 845
Charges	29 455	30 020
Bénéfice net	33 137	21 825
Autres éléments du résultat global	(174)	3 246
Total du résultat global	32 963	25 071
Bénéfice net attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	23 981	15 795
Participations ne donnant pas le contrôle	9 156	6 030
	33 137	21 825
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	23 855	18 144
Participations ne donnant pas le contrôle	9 108	6 927
	32 963	25 071
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
Entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	51 709	77 324
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(39 901)	(47 379)
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	(6 312)	(32 345)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	5 496	(2 400)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	9 202	1 460

**Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.**

Aux	31 décembre 2018	31 décembre 2017
<b>Sommaire des états de la situation financière</b>		
Actifs courants	1 542	2 794
Actifs non courants	126 863	129 614
	128 405	132 408
Passifs courants	6 550	8 085
Passifs non courants <sup>1</sup>	122 915	121 067
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	7 711	9 870
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(8 771)	(6 614)
	128 405	132 408

1. Les passifs non courants comprennent des parts privilégiées de 43 720 \$ détenues par Innergex.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
Produits	11 246	12 755
Charges <sup>1</sup>	15 561	14 859
Perte nette et résultat global	(4 315)	(2 104)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(2 158)	(1 052)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 157)	(1 052)
	(4 315)	(2 104)
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
Entrées nettes de trésorerie liées activités d'exploitation	2 672	3 768
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(3 070)	(2 928)
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	(206)	(217)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(604)	623
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—

1. Les charges comprennent un montant de 4 591 \$ relatif au rendement privilégié à payer à Innergex au titre des parts privilégiées de 43 720 \$. Compte non tenu de ces éléments, la perte nette se serait chiffrée à 276 \$.



## Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales

Aux	31 décembre 2018	31 décembre 2017
<b>Sommaire de l'état de la situation financière</b>		
Actifs courants	40 787	76 091
Actifs non courants	957 524	967 260
	998 311	1 043 351
Passifs courants	140 042	119 935
Passifs non courants	888 376	934 396
Déficit attribuable aux propriétaires	(34 969)	(21 541)
Participations ne donnant pas le contrôle	4 862	10 561
	998 311	1 043 351
<b>Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global</b>		
	Exercice clos le 31 décembre 2018	Exercice clos le 31 décembre 2017
Produits	87 016	52 300
Charges <sup>1</sup>	105 005	75 838
Perte nette	(17 989)	(23 538)
Autres éléments du résultat global	1 130	354
Total du résultat global	(16 859)	(23 184)
Perte nette attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(12 511)	(16 370)
Participations ne donnant pas le contrôle	(5 478)	(7 168)
	(17 989)	(23 538)
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(11 602)	(16 124)
Participations ne donnant pas le contrôle	(5 257)	(7 060)
	(16 859)	(23 184)
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>		
(Sorties) entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	(52 272)	7 171
Entrées nettes de trésorerie liées aux activités de financement	58 451	177 775
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	(2 676)	(182 484)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	3 503	2 462
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	640

1. Les charges comprennent des coûts d'acquisition de 7 \$ (1 883 \$ en 2017), des intérêts de 6 653 \$ (4 999 \$ en 2017) à payer au RRMD au titre de la débenture de 77 957 \$ (77 957 \$ en 2017), un montant de 15 181 \$ (11 496 \$ en 2017) relatif au rendement privilégié à payer à Innergex au titre des parts privilégiées de 178 059 \$ (178 059 \$ en 2017) et des intérêts de 32 \$ (51 \$ en 2017) à payer à Innergex au titre d'un crédit-relais temporaire. Les charges comprennent aussi des charges sans effet sur la trésorerie, comme des amortissements, s'élevant à un montant total de 47 811 \$ (31 679 \$ en 2017).

## HS Orka hf

Au 31 décembre 2018

### Sommaire de l'état de la situation financière

Actifs courants	33 526
Actifs non courants	832 290
	865 816

Passifs courants	36 620
Passifs non courants	205 088
Capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère	341 443
Participations ne donnant pas le contrôle	282 665
	865 816

Période de 329 jours  
close le 31 décembre  
2018

### Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global

Produits	95 198
Charges <sup>1</sup>	93 200
Bénéfice net	1 998
Autres éléments du résultat global	(36 711)
Total du résultat global	(34 713)

Bénéfice net attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	1 077
Participations ne donnant pas le contrôle	921
	1 998

Total du résultat global attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(18 710)
Participations ne donnant pas le contrôle	(16 003)
	(34 713)

### Sommaire des tableaux des flux de trésorerie

Entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	9 990
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(1 193)
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	(11 393)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(2 596)

Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	2 668
-----------------------------------------------------------------------------------	-------

1. Les charges comprennent aussi des charges hors trésorerie telles que des amortissements totalisant 19 774 \$ et une perte nette latente sur les instruments financiers liée aux dérivés incorporés totalisant 16 863 \$ pour la période de 329 jours close le 31 décembre 2018.

## Spartan

Au	31 décembre 2018
<b>Sommaire de l'état de la situation financière</b>	
Actifs courants	1 012
Actifs non courants	28 342
	29 354
Passifs courants	882
Passifs non courants	12 687
Participation au partage fiscal	11 547
Participation du commanditaire	4 238
	29 354
	Période de 329 jours close le 31 décembre 2018
<b>Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global</b>	
Produits	1 781
Charges	2 225
Perte nette	(444)
Autres éléments du résultat global	1 641
Total du résultat global	1 197
Perte nette attribuable aux :	
Investisseur participant au partage fiscal	(530)
Commanditaire	86
	(444)
Total du résultat global attribuable aux :	
Investisseur participant au partage fiscal	483
Commanditaire	714
	1 197
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>	
Entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	1 280
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(747)
Entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	138
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	671
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	258

## Kokomo

### État de la situation financière

Au	31 décembre 2018
<b>Sommaire de l'état de la situation financière</b>	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	94
Autres actifs courants	66
Actifs courants	160
Actifs non courants	13 318
	13 478
Fournisseurs et autres créditeurs	278
Autres passifs courants	318
Passifs courants	596
Passifs non courants	5 546
Participation au partage fiscal	4 804
Participation des commanditaires	2 532
	13 478
	Période de 329 jours close le 31 décembre 2018
<b>Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global</b>	
Produits	844
Charges	1 095
Perte nette	(251)
Autres éléments du résultat global	636
Total du résultat global	385
Perte nette attribuable aux :	
Investisseur participant au partage fiscal	(211)
Commanditaires	(40)
	(251)
Total du résultat global attribuable aux :	
Investisseur participant au partage fiscal	182
Commanditaires	203
	385
<b>Sommaire des tableaux des flux de trésorerie</b>	
Entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	317
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(253)
Sorties nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	(51)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	13
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	208

## 29.1 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 \$).

## 29.2 Soutien financier à des entités structurées

### **Kwoiek Creek Resources L.P.**

En se fondant sur les accords contractuels conclus entre la Société et l'autre associé, la Société est arrivée à la conclusion qu'elle contrôle Kwoiek Creek Resources L.P.

La Société a investi un montant de 39 752 \$ dans des parts privilégiées de Kwoiek Creek Resources L.P. Cet investissement fournit à la Société des distributions privilégiées.

Kwoiek Creek Resources Inc., l'autre associé, a investi un montant de 3 662 \$ sous forme de dette subordonnée de Kwoiek Creek Resources L.P.

Les intérêts ou les distributions sur le total de la dette subordonnée et des parts privilégiées seront payables annuellement sous réserve de la disponibilité de produits bruts. Les intérêts ou les distributions sur les parts privilégiées doivent être payés avant de procéder à toute distribution sur les parts ordinaires.

### **Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.**

Selon les accords contractuels conclus entre la Société et l'autre associé, la Société est arrivée à la conclusion qu'elle contrôle Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

La Société est responsable du financement par capitaux propres nécessaire au projet. La participation de Mi'gmawei Mawiomi Resources L.P. (« Mi'gmawei Mawiomi »), l'autre associé, au financement par capitaux propres peut atteindre un montant maximal de 2 300 \$.

La Société a investi un montant total de 63 315 \$ en parts de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. Cet investissement fournit à la Société des distributions. Mi'gmawei Mawiomi a investi un montant total de 2 300 \$ dans des parts de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

## 30. ENTREPRISES COMMUNES

Nom des entités	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 décembre 2018	31 décembre 2017
Innergex AAV, S.E.C. <sup>1</sup>	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	—%	100 %
Innergex BDS, S.E.C. <sup>1</sup>	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	—%	100 %
Innergex CAR, S.E.C. <sup>1</sup>	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	—%	100 %
Innergex GM, S.E.C. <sup>1</sup>	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	—%	100 %
Innergex MS, S.E.C. <sup>1</sup>	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	—%	100 %
Autres	Exploiter des parcs éoliens	Québec	—%	50 %

1. La Société a détenu par l'entremise des sociétés en commandite une participation de 38 % dans les actifs, les passifs, les produits et les charges des parcs éoliens ainsi que 50 % des droits de vote des entreprises communes au 31 décembre 2017. Le 24 octobre 2018, la Société a conclu l'acquisition de la participation restante de 62 % dans les actifs, les passifs, les produits et les charges des parcs éoliens ainsi que 50 % des droits de vote restants des entreprises communes. La Société détient donc entièrement les parcs éoliens et les exploitants.

## 31. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées conclues dans le cours normal des activités sont évaluées à la valeur d'échange, 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 de Sainte Marguerite S.E.C. à RRMD (voir la note 23 m)
- Débenture convertible de Magpie à la municipalité (voir la note 23 s)
- Débenture de Société en commandite Innergex Europe (2015) à RRMD (voir la note 23 hh)
- Prêt par l'associé de la Société à Kwoiek Creek Resources L.P. (voir la note 23 jj)

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 20 000 \$ 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 17 300 \$ 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) 35 700 \$ US par l'émission d'une obligation de cinq ans (l'« 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 (voir la note 23 h).

## 32. INSTRUMENTS FINANCIERS

### a. Informations à fournir à l'égard de la juste valeur

Des estimations de la juste valeur sont effectuées à des moments bien précis, à l'aide des renseignements disponibles au sujet de l'instrument financier visé. Étant subjectives de nature, ces estimations peuvent rarement être établies avec précision.

Au 31 décembre 2018, la Société a déterminé que la valeur comptable de ses actifs et de ses passifs financiers courants s'approchait de leur juste valeur en raison de la nature à court terme de ces instruments.

Au 31 décembre 2018, la Société a déterminé que la valeur comptable de ses placements à court terme et de ses titres garantis par le gouvernement inclus dans les comptes de réserve s'approchait de leur juste valeur en raison de la nature à court terme de ces instruments.

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.

La valeur comptable des dettes à long terme et des débetures est supérieure d'environ 166 678 \$ à leur juste valeur estimative selon la courbe des taux de swap au 31 décembre 2018. Tous les éléments susmentionnés sont estimés au moyen de techniques d'évaluation de niveau 2.

Les actifs ou passifs financiers qui sont évalués à la juste valeur sont des instruments financiers dérivés qui sont classés au niveau 3 dans le cas des clauses au titre de l'inflation des CAÉ et des contrats de couverture d'électricité, et au niveau 2 dans le cas des swaps de taux d'intérêt, des contrats à terme sur obligations et de contrats de change à terme.

### b. Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la possibilité que des pertes soient subies du fait qu'une partie ne respecte pas les modalités contractuelles.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont principalement détenus auprès d'importantes institutions financières canadiennes et, dans une moindre mesure, d'importantes institutions financières américaines et européennes.

Les instruments financiers dérivés et les risques connexes sont décrits en détail à la note 10.

Les débiteurs ainsi que les risques connexes sont décrits en détail à la note 16.

Les comptes de réserve et les risques connexes sont décrits en détail à la note 17.

### 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 413 223 \$ au 31 décembre 2018 (fonds de roulement négatif de 25 234 \$ en 2017). Si besoin est, la Société peut utiliser ses facilités de crédit renouvelables, tel qu'il est décrit à la note 23 a, dont un montant de 143 455 \$ était disponible au 31 décembre 2018 (149 904 \$ en 2017). 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 17) et est couverte par des régimes d'assurance. La Société estime que le niveau actuel de son fonds de roulement est suffisant pour répondre à tous ses besoins, étant donné qu'Innergex entend céder certains actifs choisis ou certaines parties d'actifs existants et que le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal pour la construction du projet solaire Phoebe sera remboursé au moyen d'une participation au partage fiscal après la mise en service commerciale.

Le tableau suivant présente les échéances des passifs financiers.

	Moins de un an	Entre un an et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Dividendes à verser aux actionnaires	24 093			24 093
Fournisseurs et autres créiteurs	132 139			132 139
Impôt à payer	8 836			8 836
Tranche courante des instruments financiers dérivés	29 999			29 999
Tranche courante de la dette à long terme	445 928			445 928
Tranche courante des autres passifs	505			505
Instruments financiers dérivés		59 469	58 533	118 002
Dette à long terme		1 285 016	2 739 308	4 024 324
Autres passifs		9 703	147 024	156 727
Composante passif des débetures convertibles		97 652	140 996	238 648
<b>Total</b>	<b>641 500</b>	<b>1 451 840</b>	<b>3 085 861</b>	<b>5 179 201</b>

Les échéances sont déterminées en fonction des périodes prévues pour les paiements. Les remboursements de capital sont présentés déduction faite de l'amortissement des réévaluations de la dette et des frais de financement différés. Les autres passifs excluent les contrats inférieurs aux prix du marché ci-dessous pour un montant de 16 618 \$.

#### d. 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 inclut le risque de change et le risque de taux d'intérêt, décrits sous des rubriques distinctes, et les autres risques de prix.

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, jusqu'à concurrence de certains plafonds annuels. Les clauses d'inflation des prix de vente de l'électricité permettent normalement à la Société de couvrir ses augmentations de charges d'exploitation variables. Les clauses d'inflation incluses dans certains des contrats d'achat d'électricité conclus avec Hydro-Québec prescrivent un taux maximal de 6 % par année. L'électricité produite par certaines installations est vendue sur le marché libre en utilisant des couvertures de l'électricité financières ou physiques pour gérer l'exposition au risque du prix du marché ou à un certain nombre de clients commerciaux ou de commerces de détail.

#### i) Risque de taux d'intérêt

La Société a contracté des dettes à taux fixe ou conclu des ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme sans recours. Elle a aussi recours à des ententes de couverture sur une



partie de ses facilités de crédit renouvelables.

Les instruments de couverture du taux d'intérêt et les risques connexes sont décrits en détail à la note 10.

## ii) Risque de change

Le risque de change est lié aux fluctuations du dollar américain, de la couronne islandaise, de la couronne suédoise et de l'euro par rapport au dollar canadien.

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. L'exposition nette de change à l'état de la situation financière de la Société au 31 décembre 2018 est la suivante : 186 788 \$. Le risque net de la Société est estimé à 2 917 \$ pour chaque hausse de 1 % de la valeur du dollar canadien par rapport à l'euro. La Société utilise une tranche de ses contrats de change à terme libellés en euros pour couvrir son investissement dans ses filiales, tel qu'il est décrit à la note 10.

La Société possède des filiales aux États-Unis. Les produits générés par ces filiales, déduction faite des charges qu'elles engagent, sont rapatriés au Canada. Une tranche de la dette de la Société est libellée en dollars américains. Les fonds rapatriés qui ne sont pas utilisés aux fins du service de la dette libellée en dollars américains sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de conversion. L'exposition nette de change à l'état de la situation financière de la Société au 31 décembre 2018 est la suivante : 172 412 \$ US. Le risque net de la Société est estimé à 2 352 \$ pour chaque hausse de 1 % de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain. La Société utilise une tranche de sa dette libellée en dollars américains pour couvrir son investissement dans ses filiales, tel qu'il est décrit à la note 10.

La Société possède des filiales en Islande et en Suède dont les produits, déduction faite des charges qu'elles engagent, sont rapatriés au Canada. Une partie de la dette de la Société est libellée en couronnes islandaises. Les fonds rapatriés qui ne sont pas utilisés aux fins du service de la dette libellée en couronnes islandaises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de conversion. L'exposition nette aux monnaies étrangères dans l'état de la situation financière de la Société au 31 décembre 2018 est la suivante : 296 965 293 ISK. Le risque net de la Société est estimé à 3 506 \$ pour chaque hausse de 1 % de la valeur du dollar canadien par rapport à la couronne islandaise.

## 33. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Outre les engagements des coentreprises présentés à la note 9, la Société a conclu les transactions suivantes :

### 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 2019 et 2036, 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, Innergex a annoncé le renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale hydroélectrique Brown Lake. Le contrat renouvelé est d'une durée de 40 ans et est entré en vigueur le 1er avril 2018. Il est assujéti à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission.

Le 16 avril 2018, Innergex et la bande indienne Sekw'el'was de Cayoose Creek ont annoncé le renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale hydroélectrique Walden North. Le contrat renouvelé est d'une durée de 40 ans et est entré en vigueur le 1er avril 2018. Il est assujéti à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission.

### **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.

HS Orka vend de l'électricité à un certain nombre de clients industriels et de commerces de détail, y compris de l'électricité vendu aux termes de deux CAÉ qui arrivent à échéance en 2019 et en 2026 respectivement.

### **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**

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.

#### **Centrale de Big Silver**

Cinquante pour cent 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 décrit à la note 23 j.

#### **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. a conclu un contrat d'exploitation et d'entretien du parc solaire.

#### **iv) Contrats de location simple**

La Société s'est engagée en vertu de contrats de location simple à long terme qui arriveront à expiration entre 2019 et 2028.

### c. Sommaire des engagements

Au 31 décembre 2018, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Année du paiement prévu	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
2019	1 032	19 870	225	2 108	23 235
2020	1 066	20 113	231	2 088	23 498
2021	965	20 416	236	2 043	23 660
2022	953	21 976	242	2 053	25 224
2023	955	22 795	—	2 066	25 816
Par la suite	20 445	188 125	—	8 102	216 672
<b>Total</b>	<b>25 416</b>	<b>293 295</b>	<b>934</b>	<b>18 460</b>	<b>338 105</b>

### 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.

### e. Avis d'appel d'une décision sur les droits d'utilisation de l'eau

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, qui a été suspendue jusqu'au mois d'août 2018. L'appel suit maintenant son cours.

### f. Décision en faveur de HS Orka par le tribunal de première instance

En février 2016, HS Orka a fait parvenir une lettre d'avocat à HS Veitur hf pour lui demander le paiement de la totalité d'une créance à long terme liée au passif partagé au titre des prestations de retraite. Une réclamation de 9 547 \$ a été déposée et est incluse dans les débiteurs dans l'état de la situation financière. Cette demande faisait suite à la réception d'un avis de résiliation d'une entente concernant le paiement des prestations de retraite envoyé par HS Veitur le 31 décembre 2015. Les deux entreprises avaient conclu une entente quant à la quote-part de HS Veitur en 2011, et HS Orka estime que sa demande est entièrement justifiée sur la base de cette entente. Les négociations n'ont pas permis de régler l'affaire. Les procédures judiciaires se sont déroulées en mars 2018. Le 17 avril 2018, le tribunal de première instance de l'Islande a tranché en faveur de HS Orka. HS Veitur a interjeté appel devant la Cour d'appel, qui est un tribunal de deuxième instance. Le procès de cette affaire a eu lieu le 21 février 2019 et un jugement devrait être rendu au cours des quatre semaines suivant la date de l'audience.

## 34. 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, de ses centrales géothermiques 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 de la dette à long terme, de débentures convertibles et de capitaux propres. Le total du capital s'élevait à 5 668 461 \$ à la fin de l'exercice.

Les capitaux propres de la Société servent principalement à financer le développement de projets. La Société a recours à la dette 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 décrites à la note 23 a, 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 2018, 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. Les ratios financiers stipulés dans les conventions de crédit de Valottes, de Porcien et de Beaumont n'ont pas été respectés à cause de la baisse de la production. Étant donné que les prêteurs ont le droit d'exiger un paiement, les trois emprunts ont été réaffectés à la tranche à court terme de la dette 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.

## 35. INFORMATION SECTORIELLE

### Secteurs géographiques

Au 31 décembre 2018, 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, deux centrales géothermiques en Islande ainsi qu'une centrale hydroélectrique et deux 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	
	2018	2017
<b>Produits</b>		
Canada	387 679	344 440
France	87 016	52 300
Islande	95 198	—
États-Unis	6 723	3 523
	<b>576 616</b>	<b>400 263</b>

Aux	31 décembre 2018	31 décembre 2017
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 757 207	2 977 859
France	956 214	973 740
Islande <sup>2</sup>	832 289	—
États-Unis <sup>3</sup>	526 716	7 052
Chili	154 299	—
	<b>6 226 725</b>	<b>3 958 651</b>

1. Comprend les participations dans les coentreprises et les entreprises associées.
2. Comprend le projet hydroélectrique Brúarvirkjun qui est en construction.
3. Comprend le projet solaire Phoebe qui est en construction et le projet éolien Foard City qui est en cours de construction.

## 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	
		2018	2017
British Columbia Hydro and Power Authority	Production hydroélectrique	170 048	155 807
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	185 088	154 360
Électricité de France	Production éolienne	84 484	49 987
		<b>439 620</b>	<b>360 154</b>

## Secteurs opérationnels

La Société compte cinq secteurs opérationnels : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne, c) la production géothermique d) la production solaire et e) l'aménagement des emplacements.

Par l'intermédiaire des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne, de la production d'électricité géothermique et de la production solaire, la Société vend l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens, ses centrales géothermiques et ses parcs solaires surtout à des sociétés de services publics ou à d'autres contreparties solvables. Par l'intermédiaire du secteur de l'aménagement des emplacements, elle analyse les emplacements potentiels et aménage des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales géothermiques et des parcs solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles décrites dans les principales méthodes comptables. La Société évalue le rendement en fonction du résultat avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres (produits) charges, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers. La Société comptabilise à la valeur comptable les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement

des emplacements à celui de la production hydroélectrique, de la production éolienne, de la production géothermique ou de la production solaire sont comptabilisées à la valeur comptable.

Les activités des secteurs opérationnels de la Société sont menées par des équipes distinctes, car chaque secteur nécessite des compétences particulières.

Exercice clos le 31 décembre 2018						
Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Géothermie	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	238 724	223 579	95 198	19 115	—	576 616
Charges						
Exploitation	49 746	33 755	53 149	1 222	—	137 872
Frais généraux et administratifs	10 815	16 487	6 114	673	—	34 089
Projets potentiels	—	—	—	—	19 574	19 574
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente sur instruments financiers	178 163	173 337	35 935	17 220	(19 574)	385 081
Charges financières						199 804
Autres charges, montant net						15 273
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et perte nette latente sur instruments financiers						170 004
Amortissement des immobilisations corporelles						128 321
Amortissement des immobilisations incorporelles						43 476
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées						(34 110)
Perte nette latente sur les instruments financiers						3 905
Bénéfice avant impôt sur le résultat						28 412

Au 31 décembre 2018						
Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Géothermie	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	20 036	42 438	47 266	93	162	109 995
Total de l'actif	2 577 675	2 442 365	913 081	156 166	391 997	6 481 284
Total du passif	2 313 816	2 438 536	275 956	146 844	346 571	5 521 723
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	8 368	803	13 394	386	165 501	188 452



Exercice clos le 31 décembre 2017

Secteurs opérationnels	Hydroélectricité	Éolien	Solaire	Aménagement des emplacements	Total
					Montants retraités - note 2.1
Produits	226 211	155 307	16 824	1 921	400 263
Charges					
Exploitation	44 151	26 098	678	745	71 672
Frais généraux et administratifs	9 934	7 271	144	457	17 806
Projets potentiels	—	—	—	12 057	12 057
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et profit net latent sur instruments financiers	172 126	121 938	16 002	(11 338)	298 728
Charges financières					147 492
Autres charges, montant net					2 453
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et profit net latent sur instruments financiers					148 783
Amortissement des immobilisations corporelles					92 762
Amortissement des immobilisations incorporelles					36 667
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées					(4 638)
Profit net latent sur instruments financiers					(2 245)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					26 237
<b>Au 31 décembre 2017 (montants retraités - note 2.1)</b>					
Goodwill	8 269	30 311	—	—	38 580
Total de l'actif	2 425 646	1 651 537	101 449	11 824	4 190 456
Total du passif	2 093 158	1 515 468	102 765	25 803	3 737 194
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	18 804	352 968	12	185 884	557 668

## 36. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

### a. Dividendes déclarés par le conseil d'administration

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (en \$)	Dividende par action privilégiée de série A (en \$)	Dividende par action privilégiée de série C (en \$)
27/02/2019	29/03/2019	15/04/2019	0,1750	0,2255	0,359375

# RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

## Siège social

1225, rue Saint-Charles  
Ouest, 10e étage  
Longueuil (Québec)  
J4K 0B9  
Tél. 450 928-2550  
Télé. 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 :

**Services aux investisseurs  
Computershare inc.**  
1500, boul. Robert-Bourassa, bureau 700  
Montréal (QC) H3A 3S8  
Tél. 1 800-564-6253 ou  
514 982-7555  
service@computershare.com

À compter du 1er mars 2019, l'agent de transfert et l'agent chargé de la tenue des registres sera AST Trust Company (Canada) au titre des actions ordinaires, des actions série A, des actions série B et des actions série C de la Société. La Société de fiducie Computershare Canada demeurera l'agent de transfert et l'agent chargé de la tenue des registres au titre des débetures convertibles à 4,25 % et des débetures convertibles à 4,75 % de la Société. Vous pouvez joindre AST Trust Company (Canada) à l'adresse demandes@astfinancial.com ou au numéro 1 800-387-0825.

## Actions ordinaires - TSX : INE

Innergex énergie renouvelable inc. avait 132 799 509 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 12,54 \$ l'action, au 31 décembre 2018.

## 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. La Société peut racheter les actions privilégiées de série C depuis le 15 janvier 2018.

## Débetures convertibles - TSX : INE.DB.A

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures convertibles d'un capital global de 100,0 M\$, portant intérêt au taux de 4,25 % et payables semestriellement le 28 février et le 31 août de chaque année, à compter du 28 février 2016. Les débetures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 15,00 \$ l'action, soit un taux de conversion de 66,667 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 \$ de débetures. Les débetures convertibles arriveront à échéance le 31 août 2020 et sont rachetables dans certaines circonstances depuis le 31 août 2018.

## Débetures convertibles - TSX : INE.DB.B

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures 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 débetures 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 débetures. Les débetures convertibles arriveront à échéance le 30 juin 2025 et ne seront pas rachetables avant le 30 juin 2021.

## 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 2019, 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 0,68 \$ à 0,70 \$ 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 sixième 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 détenteurs 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](http://innergex.com) ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare du Canada, l'agent responsable du régime. 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. Veuillez noter que l'agent responsable du régime sera AST Trust Company (Canada) à compter du 1er mars 2019.

## Auditeur indépendant

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

**INNERGEX**

Énergie renouvelable.  
Développement durable.



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