

# INNERGEX

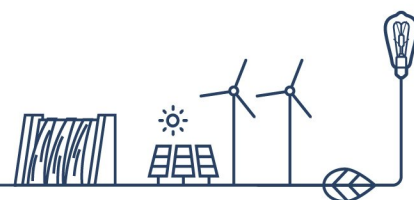
Énergie renouvelable.  
Développement durable.

# RAPPORT TRIMESTRIEL 2020

pour la période close le  
30 juin 2020



Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés n'ont pas été audités par les auditeurs externes de la Société.



Innergex énergie renouvelable inc. croit en un monde dans lequel de l'énergie renouvelable abondante favorise des communautés plus saines et encourage le partage de la prospérité depuis maintenant 30 ans. À titre de producteur indépendant d'énergie renouvelable qui développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des installations de stockage d'énergie, Innergex est convaincue que la production d'énergie à partir de sources renouvelables ouvrira la voie à un monde meilleur. Innergex exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili. 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.B et INE.DB.C.

## RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 4 août 2020, date à laquelle il a été approuvé par le Conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, ainsi que les données comparables de 2019, ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

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

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

Des renseignements supplémentaires concernant Innergex, notamment sa Notice annuelle, sont accessibles par l'entremise du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières à l'adresse [sedar.com](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

Faits saillants financiers .....	3	Situation financière .....	38
Mise à jour au sujet de la COVID-19 .....	4	Liquidités et ressources en capital .....	42
Vue d'ensemble .....	6	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution .....	47
Indicateurs de rendement clés .....	11	Renseignements financiers trimestriels .....	50
Stratégie de la Société .....	11	Mesures non conformes aux IFRS .....	51
Mise à jour au deuxième trimestre .....	13	Information prospective .....	57
Résultats d'exploitation .....	16	Changement de méthodes comptables .....	61
Secteurs géographiques .....	33	Établissement et maintien des CPCI et des CIIF .....	61
Activités abandonnées .....	35	Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société .....	62
Structure du capital-actions .....	36	Événements postérieurs à la clôture .....	62



## MISE À JOUR AU SUJET DE LA COVID-19

La COVID-19 a eu des répercussions négatives sur l'économie mondiale, a perturbé les marchés financiers et les chaînes d'approvisionnement, a réduit considérablement les déplacements et a interrompu les activités commerciales. Les gouvernements fédéraux, étatiques et locaux ont mis en place des mesures pour atténuer la pandémie, comme les restrictions de voyage, les injonctions de rester chez soi, les fermetures de frontières, la distanciation sociale, les mesures de confinement et les restrictions visant les activités commerciales.

Bien que nos activités soient considérées comme des services essentiels, ces mesures gouvernementales ont déjà eu une incidence sur la capacité de nos employés, clients, fournisseurs et autres partenaires commerciaux à mener leurs activités normales, et cela pourrait durer encore longtemps. Cette situation pourrait avoir une incidence significative sur nos résultats d'exploitation, notre situation financière, nos liquidités, nos dépenses d'investissement et la valeur marchande de nos titres, plus particulièrement :

- une incidence sur la demande pour nos services et des perturbations de la chaîne d'approvisionnement;
- une incidence sur les employés et la cybersécurité;
- une incidence sur les mesures de liquidité et les mesures financières;
- une incidence sur les dépenses d'investissement et les coûts;
- une incidence sur la capacité de payer des clients;
- une incidence sur les échanges et la valeur des actifs.

Les effets de la COVID-19 sur nos activités pourraient se poursuivre pendant une période prolongée, et la répercussion finale de la pandémie sur la Société dépendra des évolutions futures, qui sont incertaines et qui ne peuvent être prévues, y compris, mais sans s'y limiter, la durée et la gravité de la pandémie, la durée des mesures gouvernementales d'atténuation, l'efficacité des mesures prises pour contenir et traiter la maladie et le temps nécessaire à la reprise des conditions économiques et opérationnelles normales.

### **Incidence financière de la COVID-19**

Pour la période allant du 22 mai 2020 au 30 juin 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence des réductions mentionnées ci-dessous demandées par BC Hydro s'élèvent à 10,0 M\$ pour les installations consolidées, ou à 11,2 M\$ sur la base des revenus proportionnels<sup>1</sup>.

La réduction des déplacements et des réunions en personne en raison de la COVID-19 a permis de réaliser certaines économies sur les frais généraux et administratifs. Les coûts directs des mesures liées à la COVID-19 mises en œuvre par Innergex ont été négligeables.

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

### **La production d'électricité, un service essentiel**

Les activités de production d'électricité se sont poursuivies dans tous les secteurs, car elles ont été considérées comme des services essentiels dans toutes les régions où nous exerçons nos activités. Seule BC Hydro a envoyé des avis de réduction en lien avec certaines centrales hydroélectriques, que la Société conteste, comme il est décrit ci-dessous. Notre production d'énergie renouvelable est vendue principalement par l'entremise de contrats d'achat d'électricité, qui comprennent une protection suffisante pour éviter une réduction importante de la demande, à des contreparties fiables et aucun problème de crédit n'est prévu. Nous n'avons donc pas l'intention de procéder à des changements visant notre personnel et nous comptons maintenir les salaires et les avantages.

La Société a reçu des avis de BC Hydro en lien avec six centrales hydroélectriques de la Société en Colombie-Britannique indiquant que BC Hydro n'accepterait ni n'achèterait d'énergie dans le cadre des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») applicables au-delà d'un niveau de réduction spécifié pour la période du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020. Les niveaux de réduction spécifiés étaient de 0,0 MWh pour les installations de Jimmie Creek (comptabilisée comme une coentreprise), d'Upper Lillooet River, de Northwest Stave River et de Boulder Creek, 2,0 MWh pour l'installation de Tretheway Creek et 4,0 MWh pour l'installation de Big Silver Creek. Maintenir ces niveaux de réduction pour la période spécifiée se traduirait par une perte de produits estimative d'environ 20 M\$ pour Innergex, basée sur les niveaux de production antérieurs.

BC Hydro cite la pandémie de COVID-19 actuelle et les mesures gouvernementales connexes prises en réponse à celle-ci comme constituant un événement de « force majeure » au titre des CAÉ, et entraînant une situation dans laquelle BC Hydro n'est pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Les avis à Innergex font suite aux déclarations publiques de BC Hydro concernant les mesures qu'elle prend pour faire face à la réduction de la demande d'électricité durant la pandémie de COVID-19 et aux défis connexes à l'exploitation sécuritaire de son système hydroélectrique.

Innergex conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve et cherchera à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus.

### **Santé et sécurité de nos employés et visiteurs**

En mars 2020, Innergex a mis en place de nombreuses mesures afin de protéger ses employés, ses fournisseurs et ses partenaires d'affaires contre la COVID-19.

Toutes les équipes de travail ont été divisées en deux, et différentes parties des bâtiments sont accessibles à chaque équipe afin de réduire le risque de contamination entre les équipes. De nouvelles procédures de nettoyage ont été mises en place pour assurer la désinfection des surfaces communes. Les employés doivent porter des masques lorsque les mesures de distanciation sociale ne peuvent pas être respectées. Les employés doivent confirmer qu'ils ne présentent aucun symptôme avant d'accéder au site.

Tous les employés de bureau ont reçu l'instruction de travailler depuis la maison. La présence au bureau est limitée aux tâches essentielles. Jusqu'à présent, la santé de la main-d'œuvre n'a pas été affectée, à l'exception d'un cas au siège social en mars 2020 qui n'a pas eu de conséquences sur les collègues. L'employé en question est désormais rétabli.

Les visiteurs et les entrepreneurs doivent remplir un questionnaire avant d'accéder à un site ou à un bureau et doivent respecter des mesures d'hygiène supplémentaires.

Les systèmes informatiques sont restés disponibles à distance et de nombreux contrôles sont en place pour assurer la sécurité générale lors du travail à distance.

### **Incidence de la COVID-19 sur nos activités de construction**

#### *Projet solaire Hillcrest (Ohio)*

La construction de Hillcrest progresse bien. Il n'y a eu aucun cas de COVID-19 sur le site, et nous avons mis en place des plans et des mesures d'urgence pour faire face à tout problème qui pourrait survenir en raison de la pandémie actuelle. À moins qu'un décret ne soit délivré pour interrompre la construction, le projet devrait continuer de progresser selon le calendrier prévu, la mise en service étant prévue pour la fin de 2020.

#### *Projet hydroélectrique Innavik (Québec)*

Les premiers équipements de construction ont été livrés en septembre 2019, et les travaux de construction devaient commencer au deuxième trimestre de 2020. Toutefois, le 14 mars 2020, la Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik a émis des restrictions sur les déplacements des non-résidents vers les communautés inuites, y compris Inukjuak, et ce, jusqu'à nouvel ordre. Le 16 juin 2020, la Régie a annoncé la reprise des activités de construction à compter du 6 juillet 2020. La Société a alors été autorisée à commencer les travaux de construction dans le respect de certaines règles, dont celles de ne pas se rendre au village et de ne pas contacter les résidents. Les premières équipes et le matériel sont arrivés à Inukjuak au début de juillet 2020. La mise en service est prévue en 2022.

#### *Yonne II (France)*

Les activités de construction sur le site ont pu commencer en juillet 2020 et progressent bien. Bien que les travaux aient pu commencer, la mise en service est toujours prévue pour 2021.

### **Soutien aux communautés environnantes**

Afin de soutenir les communautés à proximité de ses installations et de ses projets dans tous les secteurs, la Société a lancé la campagne « Le temps est à la solidarité » en mars 2020.

Au total, la Société a remis 255 000 \$ à des organismes de bienfaisance locaux tels que des banques alimentaires, des refuges pour femmes et des organismes d'aide humanitaire pour atténuer les effets de la crise de la COVID-19. Les employés étaient également invités à effectuer des dons personnels à ces organismes et ont fièrement amassé 37 225 \$. Parmi les organismes d'aide humanitaire figuraient Centraide United Way Canada, Ressort Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, BC First Nation Health Authority, BC Society of Transition Houses, Women in Need, BCAAFC - British Columbia Association of Aboriginal Friendship Center, Moisson Montréal et Regroupement des centres d'amitié autochtones du Québec au Canada, la Wichita Falls Feeding America Food Bank, United Way et Hope Emergency Services aux États-Unis, Restos du Cœur en France, et Red de Alimentos et Banco de Alimentos Biobío Solidario au Chili.

## VUE D'ENSEMBLE

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

### Activités abandonnées

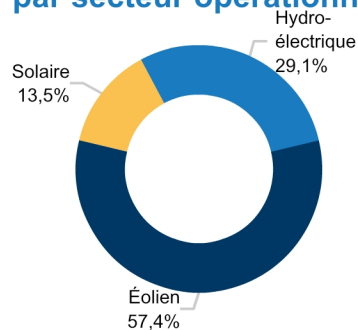
Le 23 mai 2019, la Société a annoncé la réalisation de la vente de sa filiale entièrement détenue Magma Energy Sweden A.B. (« Magma Sweden »), qui détient une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf (« HS Orka »), détentrice de deux centrales géothermiques en exploitation, d'un projet hydroélectrique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

## Secteurs

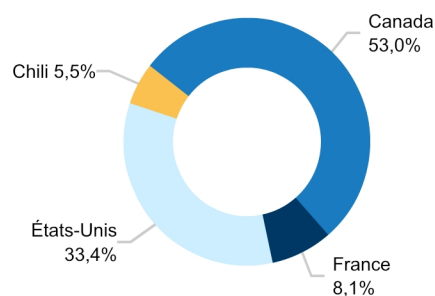
Au 30 juin 2020, la Société comptait trois secteurs opérationnels et quatre secteurs géographiques.

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

### Puissance installée nette par secteur opérationnel



### Puissance installée nette par secteur géographique



## Portefeuille d'actifs

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

### Installations en exploitation

La Société détient et exploite 75 installations qui ont fait l'objet d'une mise en service commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et novembre 2019, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 7,5 années.

Elles vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, de contrats de couverture du prix de l'électricité<sup>1</sup> ou de contrats industriels à court et long terme (chacun, un « CAÉ ») à des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables ou sur le marché libre. La durée moyenne pondérée restante des CAÉ est de 14,7 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute).

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

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

	Nombre d'installations en exploitation <sup>1</sup>	Puissance installée (MW)		Capacité de stockage (MWh)
		Brute <sup>2</sup>	Nette <sup>3</sup>	
<b>HYDROÉLECTRIQUE</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	9	892	640	—
Total partiel	32	2 117	1 575	—
<b>SOLAIRE</b>				
Canada	1	27	27	—
États-Unis	3	267	266	—
Chili	2	102	77	150 <sup>4</sup>
Total partiel	6	396	370	150
Total	75	3 694	2 742	150

1. Le nombre d'installations en exploitation comprend toutes les installations détenues et exploitées par la Société, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.

2. La puissance installée brute représente la puissance totale de toutes les installations en exploitation d'Innergex, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.

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

4. La capacité liée au stockage d'eau chaude de la centrale thermosolaire Pampa Elvira.

## Projets en développement

La Société détient maintenant une participation dans huit projets en développement, dont trois sont en construction. La mise en service commerciale de ces projets est prévue entre 2020 et 2023 (les « projets en développement »). Pour un complément d'information sur les projets en développement, se reporter à la rubrique « Mise à jour au deuxième trimestre ».

	Nombre de projets en développement	Puissance installée (MW)		Capacité de stockage (MWh)
		Brute <sup>1</sup>	Nette <sup>2</sup>	
<b>HYDROÉLECTRIQUE</b>				
Québec	1	8	4	—
Chili	1	109	41	—
Total partiel	2	117	45	—
<b>ÉOLIEN</b>				
France	1	7	5	—
États-Unis	1	225	225	—
Total partiel	2	232	230	—
<b>SOLAIRE</b>				
États-Unis	3	245	245	180 <sup>3</sup>
<b>STOCKAGE</b>				
France	1	—	—	9 <sup>4</sup>
Total	8	594	520	189

1. La puissance installée brute représente la puissance totale des projets en développement d'Innervex, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.

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

3. Capacité de stockage par batteries liée aux projets solaires Hale Kuawehi (120 MWh) et Paeahu (60 MWh).

4. Projet de stockage par batteries autonome.

## Projets potentiels

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

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

	Projets potentiels			
	Puissance prévue brute (MW) <sup>1</sup>			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Total
Canada	730	4 343	320	5 393
États-Unis	—	300	669	969
France	—	296	—	296
Chili	207	9	32	248
Total	937	4 948	1 021	6 906

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

## Participation au partage fiscal

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



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

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

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

#### Programme de crédits d'impôt sur la production (« CIP »)

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

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF <sup>1</sup>	Placement des IPF (M\$)	Génération annuelle attendue des CIP <sup>3</sup> (M\$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel attendu <sup>4</sup> (M\$)	Répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP aux IPF (avant le point de basculement)	Répartition des distributions en trésorerie aux IPF (avant le point de basculement)
Shannon <sup>1, 2</sup>	2015	2028	274,2	24,3	—	27,83 %	64,10 %
Flat Top <sup>1, 2</sup>	2018	2028	267,2	29,7	—	99,00 %	43,55 %
Foard City <sup>1, 2, 4</sup>	2019	2029	372,7	44,4	4,7	99,00 %	5,00 %

1. Avant le point de basculement, les distributions en trésorerie à l'investisseur participant au partage fiscal sont déterminées en fonction d'un test trimestriel qui mesure la trésorerie générée et cumulée depuis la mise en service commerciale. Une baisse de la production pourrait entraîner une distribution en trésorerie plus élevée à l'investisseur participant au partage fiscal ou un changement de point de basculement. Les chiffres fournis se rapportent à l'exercice se terminant le 31 décembre 2020.

2. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Shannon, Flat Top et Foard City, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

3. Selon la PMLT brute estimée et le crédit actuel de 25 \$ US/MWh généré pour la période allant de la date de mise en service au point de basculement, convertis en dollars canadiens à un taux de 1,3628. La génération des CIP variera en fonction de la production réelle.

4. L'estimation de l'apport de paiements à l'utilisation annuel moyen est fondée sur les CIP générés sur la PMLT brute estimée pour chaque exercice allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,3628. L'apport de paiements à l'utilisation sera obtenu en fonction de la production réelle dépassant un certain seuil annuel, sous réserve d'un maximum cumulatif contractuel.

## Programme de crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)

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

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF	Placement des IPF (M\$)	Répartition du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII aux IPF (avant le point de basculement)	Répartition des distributions privilégiées en trésorerie aux IPF (avant le point de basculement)
Phoebe <sup>1, 2, 3</sup>	2019	2026	244,3	67,00 %	10,62 % en sus de la distribution prioritaire

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

## Couverture de base

Afin de protéger le rendement du projet en cas de changement dans la dynamique des prix prévue entre le réseau ERCOT South et le point d'injection de Phoebe, et compte tenu de la congestion actuelle du transport d'électricité au Texas, qui élargit le risque différentiel de base à de nombreux endroits, la société a conclu, le 2 août 2019, un contrat de couverture de base de 2 ans, en vigueur du 1er novembre 2019 au 31 décembre 2021.

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

Toutefois, contrairement aux prévisions initiales, le projet a été exposé à d'importants différentiels de base défavorables en dehors des heures de production, ce qui a entraîné une perte réalisée cumulée de 30,5 M\$ jusqu'à présent. La couverture de base est comptabilisée à la juste valeur, et les variations ultérieures sont comptabilisées au compte consolidé de résultat à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers. Ces changements comprennent un profit réalisé de 0,8 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 (néant pour la période correspondante de 2019) et une perte réalisée de 18,8 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020 (néant pour la période correspondante de 2019) enregistrés dans le compte de suivi du projet<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Les projets d'énergie renouvelable qui vendent de l'électricité dans le cadre d'une structure de couverture de l'électricité ou de couverture de base sont exposés à des risques de décalage principalement attribuables 1) au risque d'une insuffisance de l'énergie réellement produite par rapport à la quantité horaire contractuelle dans le cadre des couvertures et 2) au risque de différentiel de prix entre le prix du réseau, le prix au point d'injection et le prix fixe par MW d'électricité prévus aux contrats. Pour couvrir ces décalages défavorables temporaires, la contrepartie fournit au projet un compte de suivi, soit un prêt de fonds de roulement qui est remboursé avec des décalages favorables ultérieurs.

## INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

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

### Indicateurs de rendement clés liés à la production

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

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

### Indicateurs de rendement clés financiers

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

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

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

## STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

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

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

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

### Produire de l'énergie renouvelable

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

### Optimiser l'exploitation

Innergex possède des participations dans 37 centrales hydroélectriques localisées sur 31 bassins versants, 32 parcs éoliens et 6 parcs solaires. L'expertise et l'innovation développées par notre équipe qualifiée dans différents types d'énergie et divers lieux peuvent être mises à profit et partagées entre les membres de la Société afin de maximiser le rendement de nos actifs de grande qualité.

## Maintenir la diversification des sources d'énergie

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

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

En GWh et %	PMLT consolidée et saisonnalité trimestrielle <sup>1</sup>								Total	
	T1		T2		T3		T4			
HYDROÉLECTRIQUE	370	12 %	1 065	36 %	1 002	33 %	581	19 %	3 018	35 %
ÉOLIEN	1 364	29 %	1 112	23 %	916	20 %	1 292	28 %	4 684	54 %
SOLAIRE	213	22 %	276	29 %	270	28 %	200	21 %	959	11 %
Total	1 947	22 %	2 453	29 %	2 188	25 %	2 073	24 %	8 661	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 4 août 2020. La PMLT est présentée conformément aux règles de comptabilisation des produits des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La comparaison de la production par rapport à la PMLT représente un indicateur de rendement clé pour la Société. Se reporter à la rubrique « Indicateurs de rendement clés » pour plus d'information.

## Croître responsablement

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

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

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

## Obtenir des résultats exceptionnels

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

Le savoir collectif de ses employés, leurs talents, leurs habiletés, leur expérience et leur capacité de faire preuve de jugement ont toujours été essentiels à la réussite de la Société à long terme. L'équipe de direction a fait ses preuves en ce qui a trait à l'exécution de projets qui respectent à la fois les échéanciers et les budgets.

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.

# MISE À JOUR AU DEUXIÈME TRIMESTRE

## Développement de la Société

### Acquisition d'un parc solaire au Chili

- Le 14 mai 2020, la Société a réalisé l'acquisition de PV Salvador SpA (« Salvador »), un parc solaire photovoltaïque de 68 MW situé au Chili (l'« acquisition de Salvador »), ainsi que des contrats d'achat d'électricité basés sur la demande d'une durée de 11 ans (l'« acquisition des CAÉ ») couvrant une production totale d'électricité de 54,6 GWh par année. L'acquisition de Salvador et l'acquisition des CAÉ ont été réalisées à un prix net de respectivement 47,4 M\$ US (66,7 M\$) et 18,7 M\$ US (26,3 M\$).
- Salvador devrait générer 182,2 GWh par année et atteindre un BAIIA ajusté de 8,0 M\$ US (11,3 M\$) en 2021. Salvador a été mis en service en 2014 et livre toute sa production au réseau électrique Sistema Interconectado Central (SIC), où il reçoit un prix à la valeur marchande.
- La transaction comprend également le transfert à Innergex de contrats d'achat d'électricité basés sur la demande d'une durée de 11 ans conclus avec Empresa Eléctrica ERNC 1 S.A., une société de commerce d'électricité. Ces CAÉ, dont le volume est régulé sur la base de blocs horaires, pourraient être mis au profit d'Energía Llaima SpA, une coentreprise dont Innergex détient une participation de 50 %.
- Le prix d'achat net total de 66,1 M\$ US (93,0 M\$) sera entièrement financé par les facilités de crédit renouvelables d'Innergex. Le projet et les CAÉ acquis sont exempts de toute dette liée au projet.

### Activités de développement

(en date du présent rapport de gestion)

	Emplacement	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de mise en service	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	
<b>HYDROÉLECTRIQUE (Chili)</b>						
Frontera	Biobío	109,0	2023	464,0	-	<sup>2</sup>
<b>SOLAIRE (États-Unis)</b>						
Hale Kuawehi	Hawaii	30,0	<sup>3</sup> 2022	87,4	25	
Paeahu	Hawaii	15,0	<sup>3</sup> 2022	41,2	25	
<b>ÉOLIEN (États-Unis)</b>						
Griffin Trail	Texas	225,6	2021	799,0	-	<sup>2</sup>
<b>STOCKAGE (France)</b>						
Tonnerre	France	—	<sup>4</sup> 2021	—	—	

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.

2. L'électricité sera vendue sur le marché libre ou par l'entremise de CAÉ qui n'ont pas encore été signés.

3. Projets solaires disposant d'une capacité de stockage par batteries de 120 MWh pour Hale Kuawehi et de 60 MWh pour Paeahu.

4. Capacité de stockage par batteries autonome de 9 MWh.

### Frontera

- Le processus de financement et le contrat de construction progressent lentement en raison de la pandémie de COVID-19.
- Dans les mois à venir, selon les résultats du processus de financement, la Société prendra une décision finale sur le sort du projet.

### Hale Kuawehi

- La Public Utilities Commission (« PUC ») a approuvé le CAÉ.
- Les études environnementales et techniques sont terminées.
- 30 % de l'application technique de la conception est achevée.
- Les appels d'offres pour l'ingénierie, l'approvisionnement et la construction sont en cours. La sélection sera effectuée au troisième trimestre de 2020.
- Les demandes de permis sont en cours.

## Paeahu

- Le processus d'examen du CAÉ de la PUC est en cours. Une audience relative à la contestation de cette décision a eu lieu au quatrième trimestre de 2019 pour répondre aux préoccupations d'un groupe d'opposition composé de résidents des environs. La PUC devrait rendre sa décision au troisième trimestre de 2020.
- Les études environnementales et techniques sont terminées.
- 30 % de l'application technique de la conception est achevée.
- Les appels d'offres pour l'ingénierie, l'approvisionnement et la construction (« IAC ») sont en cours. La sélection sera effectuée au troisième trimestre de 2020.
- La demande de permis d'utilisation spéciale sera déposée au troisième trimestre de 2020.

## Griffin Trail

Griffin Trail est un projet éolien de 225,6 MW situé principalement dans le comté de Knox au Texas, aux États-Unis. Le développement du projet est bien avancé et sa mise en service est prévue pour le troisième trimestre de 2021.

- Les investisseurs participant au partage fiscal sont en cours d'évaluation et devraient être sélectionnés prochainement.
- Un contrat d'approvisionnement en éoliennes a été conclu avec un fabricant d'éoliennes.
- Un ordre de démarrage limité a été conclu avec un entrepreneur en juillet 2020. Les travaux de construction sur place devraient commencer au début du mois de septembre 2020.
- Griffin Trail devrait être une « installation commerciale » qui vendra l'énergie générée par le projet sur le marché au comptant ERCOT.

## Tonnerre

Tonnerre est un projet de stockage d'énergie de 9 MWh situé sur le parc éolien Yonne en France. La mise en service est prévue au quatrième trimestre de 2021.

- Le projet a obtenu un contrat de 7 ans sur la différence<sup>1</sup>, qui offre un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité.
- L'appel d'offres a été lancé afin de choisir le fabricant.

1. Le Code de l'énergie français prévoit un complément de rémunération fondé sur le marché. Dans le cadre d'un contrat offrant un complément de rémunération, le revenu du producteur est la somme du prix de marché et du complément de rémunération. Un tel complément correspond à la différence entre, d'une part, un tarif de référence calculé en tenant compte des investissements et des charges d'exploitation moyens d'installations performantes, représentatives de la filière, et, d'autre part, le prix de marché moyen de l'électricité et de la capacité.

## Activités de construction

(en date du présent rapport de gestion)

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de mise en service	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, moyenne des cinq premières années	
						Estimés <sup>1</sup> (M\$)	Produits <sup>1</sup> (M\$)	BAIIA ajusté <sup>1, 2</sup> (M\$)	
<b>SOLAIRE (États-Unis)</b>									
Hillcrest	100,0	200,0	2020	413,3	15	380,9 <sup>4</sup>	23,8 <sup>4</sup>	14,6 <sup>4</sup>	
<b>HYDROÉLECTRIQUE (Québec)</b>									
Innavik	50,0	7,5	2022	54,7	40	125,0 <sup>3</sup>	11,0 <sup>3</sup>	8,9 <sup>3</sup>	
<b>ÉOLIEN (France)</b>									
Yonne II	69,6	6,9	2021	11,0	20	16,5 <sup>5</sup>	1,5 <sup>5</sup>	1,1 <sup>5</sup>	
<b>Total</b>		<b>214,4</b>		<b>479,0</b>		<b>522,4</b>	<b>36,3</b>	<b>24,6</b>	

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.

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

3. Correspond à 100 % de cette installation.

4. Le coût total du projet est estimé à 279,5 M\$ US. Les produits prévus s'élèvent à 17,5 M\$ US et le BAIIA ajusté prévu, à 10,7 M\$ US, convertis à un taux de 1,3628.

5. Le coût total du projet est estimé à 10,8 M€. Les produits prévus s'élèvent à 1,0 M€ et le BAIIA ajusté prévu, à 0,8 M€, convertis à un taux de 1,5305.

### **Hillcrest**

- Toutes les activités de mobilisation sont terminées et tous les principaux travaux sont bien avancés. Dans l'ensemble, le projet est achevé à environ 37 %.
- L'installation des pieux, des systèmes de suivi de trajectoire du soleil et des modules est en cours. Plusieurs équipes sont affectées à chaque activité et plus de 300 personnes au total se trouvent sur le site.
- La livraison des pieux et des systèmes de suivi de trajectoire du soleil est complétée à plus de 70 % et 180 MW<sub>CC</sub> de modules photovoltaïques sont maintenant arrivés sur le site.
- Les travaux pour la sous-station sont en cours et devraient être terminés en août.
- La mise en service commerciale est prévue pour la fin du quatrième trimestre de 2020.

### **Innavik**

- L'entente IAC a été signée.
- Le 16 juin 2020, la Régie régionale de la santé et des services sociaux du Nunavik et l'Administration régionale Kativik ont levé certaines restrictions et permis la réouverture du secteur de la construction le 6 juillet 2020, sous certaines conditions.
- Une fois que toutes les modalités de nos certificats d'autorisation ont été remplies, que tous les permis de construction nécessaires pour commencer la construction ont été reçus et que toutes les modalités du protocole de retour au travail de l'Administration régionale Kativik ont été acceptées, l'ordre de démarrage contractuel a été envoyé le 7 juillet 2020.
- La mobilisation de la construction sur le site a commencé le 7 juillet 2020.

### **Yonne II**

- Les travaux de construction ont commencé en juillet 2020.
- La construction des plateformes de grue et de la zone de stockage est maintenant terminée et les routes d'accès ont été renforcées.
- La construction des fondations a commencé et devrait être achevée au début du mois de septembre.
- La mise en service commerciale est prévue pour la fin du premier trimestre de 2021.

# RÉSULTATS D'EXPLOITATION

## Production d'électricité

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante de 2019.

Secteur énergétique	Périodes de trois mois closes les 30 juin					
	2020			2019		
	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>HYDROÉLECTRIQUE</b>						
Québec	199 838	214 050	93 %	225 002	214 050	105 %
Ontario	16 277	20 805	78 %	19 258	20 805	93 %
Colombie-Britannique	677 526	813 139	83 %	795 965	813 139	98 %
États-Unis	18 935	16 956	112 %	14 049	16 956	83 %
Total partiel	912 576	1 064 950	86 %	1 054 274	1 064 950	99 %
<b>ÉOLIEN</b>						
Québec	568 245	507 855	112 %	535 983	501 077	107 %
France	124 243	157 125	79 %	132 259	157 125	84 %
États-Unis <sup>2</sup>	350 529	355 303	99 %	—	—	— %
Total partiel	1 043 017	1 020 283	102 %	668 242	658 202	102 %
<b>SOLAIRE</b>						
Ontario	14 181	12 032	118 %	12 453	12 117	103 %
États-Unis <sup>3</sup>	200 413	229 312	87 %	6 984	8 247	85 %
Chili <sup>4</sup>	15 606	15 919	98 %	—	—	— %
Total partiel	230 200	257 263	89 %	19 437	20 364	95 %
Total	2 185 793	2 342 496	93 %	1 741 953	1 743 516	100 %
<b>GÉOTHERMIE<sup>5</sup></b>						
Islande	—	—	— %	196 878	185 655	106 %

1. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue du tableau de production.

2. Le projet éolien Foard City a été mis en service le 27 septembre 2019.

3. Le projet solaire Phoebe a été mis en service le 19 novembre 2019.

4. Production et PMLT pour la période du 14 mai 2020 au 30 juin 2020, par suite de l'acquisition de Salvador.

5. La production et la PMLT étaient de néant pour la période de trois mois en 2020, par rapport à une période allant du 1er avril 2019 au 23 mai 2019.

Dans l'ensemble, les centrales **hydroélectriques** ont produit 86 % de leur PMLT, en raison surtout :

- de la réduction imposée par BC Hydro du 22 mai 2020 à la fin de la période de trois mois pour cinq centrales, contrebalancée en partie par des débits d'eau supérieurs à la moyenne dans certaines régions de la Colombie-Britannique;
- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans certaines centrales du Québec.

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

- des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au Québec.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France combinés à une interruption temporaire de la production dans deux parcs.

Dans l'ensemble, les parcs **solaires** ont produit 89 % de leur PMLT, principalement en raison :

- de la réduction exigée par le réseau de distribution au Texas, conjuguée à des pannes au parc solaire Phoebe.



La production pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 s'est élevée à 2 185 793 MWh, par rapport à 1 741 953 MWh pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 25 % est attribuable principalement :

- à l'apport du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, mis en service respectivement le 27 septembre 2019 et le 19 novembre 2019;
- à l'accroissement de la production des parcs éoliens du Québec;
- à l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique n'ayant pas été touchées par la réduction.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la réduction imposée par BC Hydro pour cinq centrales.

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de six mois close le 30 juin 2020 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante de 2019.

Secteur énergétique	Périodes de six mois closes les 30 juin					
	2020			2019		
	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>HYDROÉLECTRIQUE</b>						
Québec	320 548	338 220	95 %	359 815	338 220	106 %
Ontario	39 010	45 099	86 %	43 502	45 099	96 %
Colombie-Britannique	839 619	1 026 430	82 %	923 752	1 026 430	90 %
États-Unis	22 855	24 883	92 %	19 796	24 883	80 %
Total partiel	1 222 032	1 434 632	85 %	1 346 865	1 434 632	94 %
<b>ÉOLIEN</b>						
Québec	1 208 197	1 201 610	101 %	1 318 213	1 218 414	108 %
France	401 068	384 830	104 %	354 959	384 830	92 %
États-Unis <sup>2</sup>	678 951	708 523	96 %	—	—	— %
Total partiel	2 288 216	2 294 963	100 %	1 673 172	1 603 244	104 %
<b>SOLAIRE</b>						
Ontario	20 507	19 063	108 %	20 007	19 197	104 %
États-Unis <sup>3</sup>	319 029	382 153	83 %	10 414	12 920	81 %
Chili <sup>4</sup>	15 606	15 919	98 %	—	—	— %
Total partiel	355 142	417 135	85 %	30 421	32 117	95 %
Total	3 865 390	4 146 730	93 %	3 050 458	3 069 993	99 %
<b>GÉOTHERMIE<sup>5</sup></b>						
Islande	—	—	— %	545 424	505 395	108 %

1. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue du tableau de production.

2. Le projet éolien Foard City a été mis en service le 27 septembre 2019.

3. Le projet solaire Phoebe a été mis en service le 19 novembre 2019.

4. Production et PMLT pour la période du 14 mai 2020 au 30 juin 2020, par suite de l'acquisition de Salvador.

5. La production et la PMLT étaient de néant pour la période en 2020, par rapport à la production et à la PMLT pour la période du 1er janvier 2019 au 23 mai 2019.

Dans l'ensemble, les centrales **hydroélectriques** ont produit 85 % de leur PMLT, en raison surtout :

- de la réduction imposée par BC Hydro pour cinq centrales, combinée à des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans les centrales de la Colombie-Britannique découlant du temps froid et sec pendant l'hiver.

Dans l'ensemble, les parcs **éoliens** ont produit 100 % de leur PMLT, essentiellement en raison :

- des régimes éoliens inférieurs à la moyenne aux États-Unis.

Cet élément a été contrebalancé par :

- des régimes éoliens supérieurs à la moyenne en France au premier trimestre, contrebalancés en partie par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au deuxième trimestre et une interruption temporaire dans deux parcs.

Dans l'ensemble, les parcs **solaires** ont produit 85 % de leur PMLT, principalement en raison :

- du régime solaire inférieur à la moyenne aux États-Unis au premier trimestre, conjugué à une réduction exigée par le réseau de distribution au Texas et à des pannes au parc solaire Phoebe.

La production pour la période de six mois close le 30 juin 2020 s'est établie à 3 865 390 MWh, par rapport à 3 050 458 MWh pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 27 % est attribuable principalement :

- à l'apport du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, mis en service respectivement le 27 septembre 2019 et le 19 novembre 2019;
- à l'augmentation de la production en France.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la réduction imposée par BC Hydro pour cinq centrales, contrebalancée en partie par l'accroissement de la production dans presque toutes les autres centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique;
- la diminution de la production des parcs éoliens du Québec.

## Production proportionnelle<sup>1</sup>

(en MWh)	Périodes de trois mois closes les			Périodes de six mois closes les		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
Production	2 185 793	1 741 953	443 840	3 865 390	3 050 458	814 932
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Hydroélectricité	150 506	165 165	(14 659)	185 723	206 092	(20 369)
Éolien	236 625	226 651	9 974	488 452	463 691	24 761
Solaire	2 944	3 214	(270)	6 066	6 569	(503)
	390 075	395 030	(4 955)	680 241	676 352	3 889
<b>Production proportionnelle</b>	<b>2 575 868</b>	<b>2 136 983</b>	<b>438 885</b>	<b>4 545 631</b>	<b>3 726 810</b>	<b>818 821</b>

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

### **Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 par rapport à la même période l'an dernier**

La production proportionnelle des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 150 506 MWh (84 % de leur PMLT) au deuxième trimestre de 2020, en baisse de 9 % comparativement à 165 165 MWh (95 % de leur PMLT) au même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de la réduction imposée par BC Hydro à la centrale Jimmie Creek;
- de l'apport moins élevé des centrales du Chili en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- l'apport plus élevé de la centrale Toba Montrose en raison des débits d'eau supérieurs à la moyenne.

La production proportionnelle des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées s'est établie à 236 625 MWh (97 % de leur PMLT) au deuxième trimestre de 2020, en hausse de 4 % par rapport à 226 651 MWh (92 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

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

La production proportionnelle du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 2 944 MWh (85 % de sa PMLT) au deuxième trimestre de 2020, par rapport à 3 214 MWh (95 % de sa PMLT) à la même période l'an dernier.

**Pour la période de six mois close le 30 juin 2020 par rapport à la même période l'an dernier**

La production proportionnelle des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 185 723 MWh (84 % de leur PMLT) pour la période de six mois close le 30 juin 2020, en baisse de 10 % comparativement à 206 092 MWh (96 % de leur PMLT) au même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de la réduction imposée par BC Hydro à la centrale Jimmie Creek;
- de l'apport moins élevé des centrales du Chili en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- l'apport plus élevé de la centrale Toba Montrose en raison des débits d'eau supérieurs à la moyenne.

La production proportionnelle des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées s'est établie à 488 452 MWh (101 % de leur PMLT) pour la période de six mois close le 30 juin 2020, en hausse de 5 % par rapport à 463 691 MWh (96 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

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

La production proportionnelle du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées s'est élevée à 6 066 MWh (83 % de sa PMLT) pour la période de six mois close le 30 juin 2020, par rapport à 6 569 MWh (93 % de sa PMLT) à la même période l'an dernier.

## Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes les 30 juin <sup>1</sup>				Périodes de six mois closes les 30 juin <sup>1</sup>			
	2020	2019	Variation		2020	2019	Variation	
Produits	150 513	144 693	5 820	4 %	282 629	271 112	11 517	4 %
Charges d'exploitation	30 345	27 686	2 659	10 %	57 892	47 744	10 148	21 %
Frais généraux et administratifs	10 070	8 854	1 216	14 %	20 581	17 541	3 040	17 %
Charges liées aux projets potentiels	4 762	2 905	1 857	64 %	8 401	7 336	1 065	15 %
BAlIA ajusté <sup>2</sup>	105 336	105 248	88	— %	195 755	198 491	(2 736)	(1)%
Marge du BAlIA ajusté <sup>2</sup>	70,0 %	72,7 %			69,3 %	73,2 %		
Charges financières	55 248	58 259	(3 011)	(5) %	115 578	111 230	4 348	4 %
Autres (produits) charges, montant net	(18 028)	552	(18 580)	(3 366) %	(41 525)	1 278	(42 803)	(3 349)%
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	57 126	46 749	10 377	22 %	110 693	93 215	17 478	19 %
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées <sup>3</sup>	12 726	142	12 584	8 862 %	32 780	7 032	25 748	366 %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(1 015)	8 506	(9 521)	(112) %	26 694	3 194	23 500	736 %
Charge (recouvrement) d'impôt	845	1 493	(648)	(43) %	32	(2 585)	2 617	(101)%
<b>Perte nette découlant des activités poursuivies</b>	<b>(1 566)</b>	<b>(10 453)</b>	<b>8 887</b>	<b>(85) %</b>	<b>(48 497)</b>	<b>(14 873)</b>	<b>(33 624)</b>	<b>226 %</b>
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	—	17 798	(17 798)	(100) %	—	21 364	(21 364)	(100)%
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(1 566)</b>	<b>7 345</b>	<b>(8 911)</b>	<b>(121) %</b>	<b>(48 497)</b>	<b>6 491</b>	<b>(54 988)</b>	<b>(847)%</b>
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	(2 548)	10 779	(13 327)	(124) %	(56 288)	4 032	(60 320)	(1 496)%
Participations ne donnant pas le contrôle	982	(3 434)	4 416	(129) %	7 791	2 459	5 332	217 %
	(1 566)	7 345	(8 911)	(121) %	(48 497)	6 491	(54 988)	(847)%
Perte nette par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires, de base et diluée (\$)	(0,02)	(0,07)			(0,36)	(0,14)		
(Perte nette) bénéfice net par action attribuable aux propriétaires, de base et diluée (\$)	(0,02)	0,07			(0,36)	0,01		

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.

2. Le BAlIA ajusté et la marge du BAlIA ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

3. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société.

## Produits

En hausse de 4 %, à 150,5 M\$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2020

En hausse de 4 %, à 282,6 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020

Secteur énergétique	Périodes de trois mois closes les 30 juin			Périodes de six mois closes les 30 juin		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
Hydroélectrique	65 030	76 491	(11 461)	92 987	104 529	(11 542)
Éolien	71 794	62 193	9 601	167 599	157 019	10 580
Solaire	13 689	6 009	7 680	22 043	9 564	12 479
<b>Produits</b>	<b>150 513</b>	<b>144 693</b>	<b>5 820</b>	<b>282 629</b>	<b>271 112</b>	<b>11 517</b>

### ***Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 par rapport à la même période l'an dernier***

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

- à la diminution des produits générés en Colombie-Britannique découlant de l'incidence défavorable nette de la baisse de la production de cinq centrales en raison de la réduction imposée par BC Hydro et à la baisse des prix de vente moyens de certaines centrales sur la hausse de la production de presque toutes les autres centrales;
- à la baisse de la production de certaines centrales du Québec.

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

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

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la diminution des produits générés par les parcs éoliens en France découlant de la baisse de la production.

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

- à la mise en service du parc solaire Phoebe au Texas le 19 novembre 2019;
- à l'acquisition de Salvador au Chili le 14 mai 2020;
- à la hausse de la production au parc solaire de l'Ontario.

### ***Pour la période de six mois close le 30 juin 2020 par rapport à la même période l'an dernier***

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

- à la diminution des produits générés en Colombie-Britannique découlant de l'incidence défavorable nette de la baisse de la production de cinq centrales en raison de la réduction imposée par BC Hydro et à la baisse des prix de vente moyens de certaines centrales sur la hausse de la production de presque toutes les autres centrales;
- à la baisse de la production et des prix de vente moyens de certaines centrales du Québec.

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

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

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse des produits des parcs éoliens au Québec attribuable à la diminution de la production.

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

- à la mise en service du parc solaire Phoebe au Texas le 19 novembre 2019;
- à l'acquisition de Salvador au Chili le 14 mai 2020.

## Produits proportionnels<sup>1</sup>

	Périodes de trois mois closes les 30 juin			Périodes de six mois closes les 30 juin		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
Produits	150 513	144 693	5 820	282 629	271 112	11 517
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Hydroélectricité	14 672	16 411	(1 739)	19 461	21 694	(2 233)
Éolien	6 937	8 147	(1 210)	15 680	17 179	(1 499)
Solaire	434	540	(106)	1 017	1 032	(15)
	22 043	25 098	(3 055)	36 158	39 905	(3 747)
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :	19 448	6 780	12 668	37 588	13 600	23 988
<b>Produits proportionnels</b>	<b>192 004</b>	<b>176 571</b>	<b>15 433</b>	<b>356 375</b>	<b>324 617</b>	<b>31 758</b>

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

### **Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 par rapport à la même période l'an dernier**

Les **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 14,7 M\$ pour le deuxième trimestre de 2020, en baisse de 11 % comparativement à un apport de 16,4 M\$ au même trimestre l'an dernier, en raison essentiellement :

- de la baisse des produits générés par les centrales au Chili découlant surtout de la diminution de la production et des prix de vente moyens;
- de la baisse de la production générée par la centrale Jimmie Creek en raison de la réduction imposée par BC Hydro sur la hausse des prix de vente moyens.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- la hausse des produits générés par la centrale Toba Montrose en Colombie-Britannique découlant de l'augmentation de la production et des prix de vente moyens.

Les **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 6,9 M\$ pour le deuxième trimestre de 2020, en baisse de 15 %, comparativement à 8,1 M\$ au même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport moins élevé des parcs éoliens Shannon et Flat Top au Texas découlant des prix nodaux défavorables.

Cet élément a été contrebalancé en partie par :

- la hausse des produits générés par le parc éolien Dokie découlant de l'augmentation de la production et des prix de vente moyens.

L'apport des CIP proportionnels générés par les **parcs éoliens** s'est chiffré à 19,4 M\$ au deuxième trimestre de 2020, contre un apport de 6,8 M\$ pour le même trimestre l'an dernier. L'augmentation est attribuable :

- aux CIP générés par le parc éolien Foard City par suite de sa mise en service le 27 septembre 2019.

Le **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées a généré des produits proportionnels de 0,4 M\$ pour le deuxième trimestre de 2020, comparativement à 0,5 M\$ au même trimestre l'an dernier.

**Pour la période de six mois close le 30 juin 2020 par rapport à la même période l'an dernier**

Les **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 19,5 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020, en baisse de 10 % comparativement à un apport de 21,7 M\$ à la même période l'an dernier, en raison essentiellement :

- de la baisse des produits générés par les centrales au Chili découlant surtout de la diminution de la production;
- de la baisse de la production générée par la centrale Jimmie Creek en raison de la réduction imposée par BC Hydro sur la hausse des prix de vente moyens.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- la hausse des produits générés par la centrale Toba Montrose en Colombie-Britannique découlant de l'augmentation de la production et des prix de vente moyens.

Les **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées ont généré des produits proportionnels de 15,7 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020, en baisse de 9 %, comparativement à 17,2 M\$ à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport moins élevé des parcs éoliens Shannon et Flat Top au Texas découlant de l'incidence nette des prix notaux défavorables sur la hausse de la production.

Cet élément a été contrebalancé en partie par :

- la hausse des produits générés par le parc éolien Dokie découlant de l'incidence favorable nette de l'augmentation de la production sur la baisse des prix de vente moyens.

L'apport des CIP proportionnels générés par les **parcs éoliens** s'est chiffré à 37,6 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020, contre un apport de 13,6 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation est attribuable :

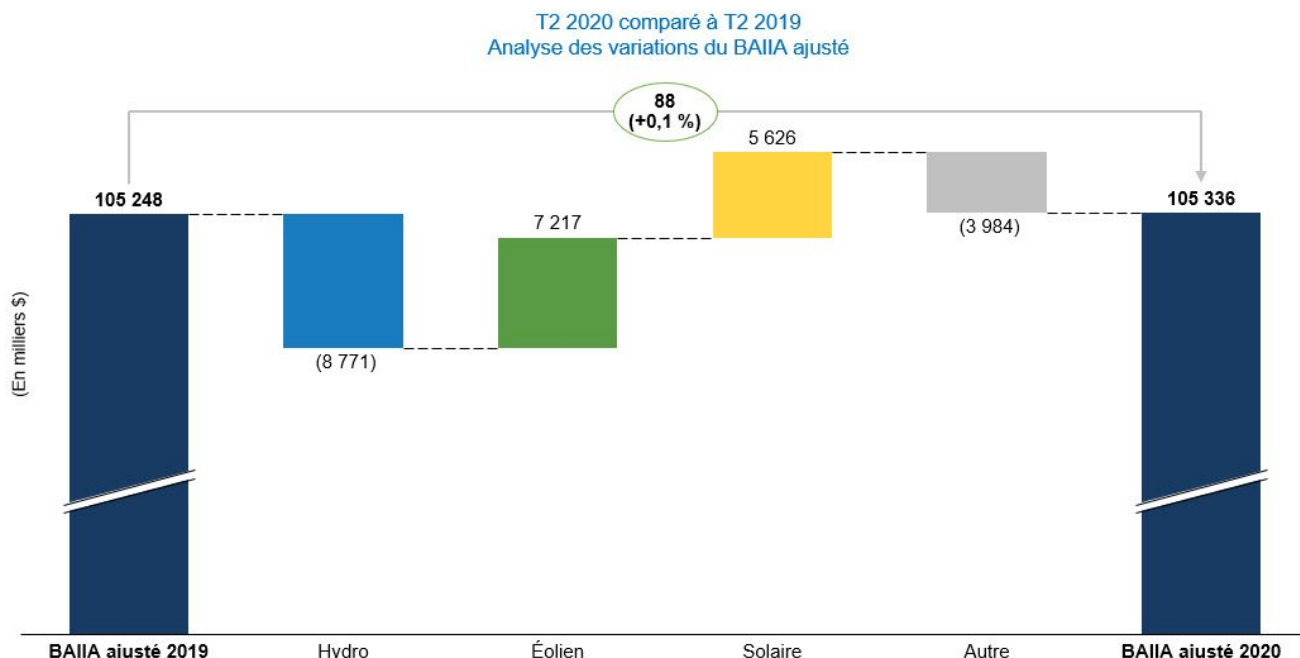
- aux CIP générés par le parc éolien Foard City par suite de sa mise en service le 27 septembre 2019.

Le **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées a généré des produits proportionnels de 1,0 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020, comparativement à 1,0 M\$ à la même période l'an dernier.

**BAIIA ajusté<sup>1</sup>**

Stable à 105,3 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2020

En baisse de 1 % à 195,8 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020



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

**Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 par rapport à la même période l'an dernier**

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

- à la baisse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique découlant de l'incidence défavorable nette de la diminution des produits sur la baisse des charges d'exploitation;
- la baisse de l'apport des centrales du Québec découlant de la baisse des produits.

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

- à la hausse de l'apport des parcs éoliens au Québec découlant de la hausse des produits et de la baisse des charges d'exploitation;
- à la mise en service du parc éolien Foard City au Texas le 27 septembre 2019.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse de l'apport des parcs éoliens en France découlant de la baisse des produits.

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

- à la mise en service du parc solaire Phoebe le 19 novembre 2019;
- à la hausse de l'apport du parc en Ontario découlant de la hausse des produits;
- à l'acquisition de Salvador au Chili le 14 mai 2020.

**Pour la période de six mois close le 30 juin 2020 par rapport à la même période l'an dernier**

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

- à la baisse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique découlant de l'incidence défavorable nette de la diminution des produits sur la baisse des charges d'exploitation;
- la baisse de l'apport des centrales du Québec découlant de la baisse des produits.

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

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

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse de l'apport des parcs éoliens au Québec, en raison surtout de l'incidence défavorable nette de la diminution des produits sur la baisse des charges d'exploitation.

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

- à la mise en service du parc solaire Phoebe le 19 novembre 2019.

L'augmentation des autres éléments est surtout attribuable à la hausse des frais généraux et administratifs.

**Marge du BAIIA ajusté<sup>1</sup>**

[En baisse, de 72,7 % à 70,0 %, pour la période de trois mois close le 30 juin 2020](#)

[En baisse, de 73,2 % à 69,3 % pour la période de six mois close le 30 juin 2020](#)

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

- la marge inférieure des projets qui ont été mis en service en 2019;
- la hausse des frais généraux et administratifs.

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

- la marge inférieure des projets qui ont été mis en service en 2019;
- la hausse des frais généraux et administratifs.

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



## BAIIA ajusté proportionnel<sup>2</sup>

	Périodes de trois mois closes les 30 juin			Périodes de six mois closes les 30 juin		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
BAIIA ajusté	105 336	105 248	88	195 755	198 491	(2 736)
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Hydroélectricité	11 744	11 417	327	13 070	12 462	608
Éolien	3 184	4 152	(968)	8 990	9 288	(298)
Solaire	238	24	214	562	275	287
	15 166	15 593	(427)	22 622	22 025	597
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :	19 448	6 780	12 668	37 588	13 600	23 988
<b>BAIIA ajusté proportionnel</b>	<b>139 950</b>	<b>127 621</b>	<b>12 329</b>	<b>255 965</b>	<b>234 116</b>	<b>21 849</b>

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

### **Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 par rapport à la même période l'an dernier**

L'apport des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'élève à 11,7 M\$ au deuxième trimestre de 2020, en hausse de 3 % comparativement à 11,4 M\$ pour le même trimestre l'an dernier, du fait essentiellement :

- de la hausse de l'apport de la centrale Toba Montrose découlant de la hausse des produits;
- de la hausse de l'apport des centrales au Chili découlant de l'incidence favorable nette de la diminution des charges d'exploitation sur la baisse des produits.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse de l'apport de la centrale Jimmie Creek découlant de la baisse des produits.

L'apport des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'est chiffré à 3,2 M\$ pour le deuxième trimestre de 2020, en baisse de 23 % par rapport à un apport de 4,2 M\$ pour le même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de la baisse de l'apport des parcs éoliens Shannon et Flat Top en raison de la diminution des produits.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- la hausse de l'apport du parc éolien Dokie en raison de l'augmentation des produits.

L'apport des CIP proportionnels générés par les **parcs éoliens** s'est chiffré à 19,4 M\$ au deuxième trimestre de 2020, contre un apport de 6,8 M\$ pour le même trimestre l'an dernier. L'augmentation est attribuable :

- aux CIP générés par le parc éolien Foard City par suite de sa mise en service le 27 septembre 2019.

L'apport du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel est de 0,24 M\$ pour le deuxième trimestre de 2020, par rapport à un apport de 0,02 M\$ pour le même trimestre l'an dernier.

### **Pour la période de six mois close le 30 juin 2020 par rapport à la même période l'an dernier**

L'apport des **centrales hydroélectriques** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'élève à 13,1 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020, en hausse de 5 % comparativement à 12,5 M\$ pour la même période l'an dernier, du fait essentiellement :

- de la hausse de l'apport de la centrale Toba Montrose découlant de la hausse des produits;
- de la hausse de l'apport des centrales au Chili découlant de l'incidence favorable nette de la diminution des charges d'exploitation sur la baisse des produits.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- la baisse de l'apport de la centrale Jimmie Creek découlant de la baisse des produits.

L'apport des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'est chiffré à 9,0 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020, en baisse de 3 % par rapport à un apport de 9,3 M\$ pour la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de la baisse de l'apport du parc éolien Shannon en raison de la diminution des produits;
- de la baisse de l'apport du parc éolien Flat Top découlant de l'incidence défavorable nette de la diminution des produits sur la baisse des charges d'exploitation.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- l'augmentation de l'apport du parc éolien Dokie découlant de la hausse des produits.

L'apport des CIP proportionnels générés par les **parcs éoliens** s'est chiffré à 37,6 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020, contre un apport de 13,6 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation est attribuable :

- aux CIP générés par le parc éolien Foard City par suite de sa mise en service le 27 septembre 2019.

L'apport du **parc solaire** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel est de 0,6 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020, par rapport à un apport de 0,3 M\$ pour la même période l'an dernier.

### **Marge du BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup>**

[En hausse, de 72,3 % à 72,9 %, pour la période de trois mois close le 30 juin 2020](#)

[En baisse, de 72,1 % à 71,8 %, pour la période de six mois close le 30 juin 2020](#)

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

- la hausse de la marge du secteur de la production éolienne, attribuable surtout aux CIP du parc éolien Foard City, qui améliorent directement la marge.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- la baisse de la marge des parcs éoliens des coentreprises et des entreprises associées;
- la baisse de la marge du BAIIA ajusté.

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

- la baisse de la marge du BAIIA ajusté

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- la hausse de la marge du secteur de la production éolienne, attribuable surtout aux CIP du parc éolien Foard City, qui améliorent directement la marge.

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

## Charges financières

En baisse de 5 %, à 55,2 M\$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2020

En hausse de 4 %, à 115,6 M\$, pour la période de six mois close le 30 juin 2020

La diminution pour la période de trois mois est principalement attribuable :

- à un recouvrement des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel de Harrison Hydro en raison de périodes d'inflation négative au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2020 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent;
- aux produits d'intérêts sur les actions privilégiées détenues dans la coentreprise Innavik;
- à la diminution des intérêts sur la facilité de crédit de la Société, qui a été remboursée en partie pendant le premier trimestre de 2020.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- les charges d'intérêts associées aux emprunts et aux obligations locatives des projets de Phoebe et de Foard City, découlant essentiellement de la cessation de l'inscription à l'actif des intérêts après le début de la mise en service commercial au quatrième trimestre de 2019, et les intérêts sur le financement par capitaux propres conclu simultanément au quatrième trimestre de 2019;
- la hausse des charges d'intérêts découlant du placement des débentures convertibles à 4,65 % en septembre 2019.

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

- aux charges d'intérêts associées aux emprunts et aux obligations locatives des projets de Phoebe et de Foard City, découlant essentiellement de la cessation de l'inscription à l'actif des intérêts après le début de la mise en service commercial au quatrième trimestre de 2019, et les intérêts sur le financement par capitaux propres conclu simultanément au quatrième trimestre de 2019;
- à la hausse des charges d'intérêts découlant du placement des débentures convertibles à 4,65 % en septembre 2019.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- un recouvrement des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel de Harrison Hydro en raison de périodes d'inflation négative au cours de la période de six mois close le 30 juin 2020 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent;
- les produits d'intérêts sur les actions privilégiées détenues dans la coentreprise Innavik;
- la diminution des intérêts sur la facilité de crédit de la Société, qui a été remboursée en partie pendant le premier trimestre de 2020.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débentures convertibles de la Société était de 4,54 % au 30 juin 2020 (4,48 % au 31 décembre 2019).

## Autres (produits) charges, montant net

Produits de 18,0 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2020

Produits de 41,5 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(5 080)	—	(11 430)	—
Crédits d'impôt sur la production	(12 120)	—	(23 052)	—
Profit réalisé sur les contreparties conditionnelles	(945)	—	(945)	—
Coûts de restructuration	166	—	450	—
Autres, montant net	(49)	552	(6 548)	1 278
	(18 028)	552	(41 525)	1 278

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

- aux CIP générés par le parc éolien Foard City;
- aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc solaire Phoebe, qui ont principalement trait à l'amortissement fiscal accéléré.

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

- aux CIP générés par le parc éolien Foard City;
- aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc solaire Phoebe, qui ont principalement trait à l'amortissement fiscal accéléré;
- au profit de change sur la réévaluation des actifs monétaires nets libellés en dollars américains, en lien avec la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

## **Amortissements**

En hausse de 22 %, à 57,1 M\$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2020

En hausse de 19 %, à 110,7 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020

L'augmentation pour les périodes de trois mois et de six mois est principalement attribuable à la charge d'amortissement du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe à la suite de leur mise en service à la fin de 2019.

## **Quote-part des pertes des contreprises et des entreprises associées**

Quote-part de la perte de 12,7 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, comparativement à 0,1 M\$ pour la période correspondante de 2019

Quote-part de la perte de 32,8 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020, comparativement à 7,0 M\$ pour la période correspondante de 2019

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

- à une variation défavorable de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité de Shannon et de Flat Top, lesquelles ne sont pas désignées comme couvertures de flux de trésorerie; les variations de la juste valeur des dérivés sont donc comptabilisées directement comme un élément de la perte nette de l'entité;
- à une variation défavorable de la juste valeur des contrats à terme sur obligations d'Innavik, lesquels ne sont pas désignés comme couvertures de flux de trésorerie; les variations de la juste valeur des dérivés sont donc comptabilisées directement comme un élément de la perte nette de l'entité;
- à une diminution des produits attribués à Innergex des entités Flat Top, Shannon, Jimmie Creek et Energía Llaima par rapport aux produits attribués à Innergex en 2019. La production de la centrale hydroélectrique Jimmie Creek en Colombie-Britannique a été affectée négativement par les avis de réduction reçus de BC Hydro.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une augmentation des produits générés par les entités Toba Montrose et Dokie par rapport à la même période l'an dernier.

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

- à une variation défavorable de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité de Shannon et de Flat Top, lesquelles ne sont pas désignées comme couvertures de flux de trésorerie; les variations de la juste valeur des dérivés sont donc comptabilisées directement comme un élément de la perte nette de l'entité;
- à une variation défavorable de la juste valeur des contrats à terme sur obligations d'Innavik, lesquels ne sont pas désignés comme couvertures de flux de trésorerie; les variations de la juste valeur des dérivés sont donc comptabilisées directement comme un élément de la perte nette de l'entité;
- à une diminution des produits attribués à Innergex des entités Shannon, Flat Top, Jimmie Creek et Energía Llaima par rapport aux produits attribués à Innergex en 2019. La production de la centrale hydroélectrique Jimmie Creek en Colombie-Britannique a été affectée négativement par les avis de réduction reçus de BC Hydro.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une augmentation des produits attribués à Innergex des entités Toba Montrose et Dokie par rapport à la même période l'an dernier.

## Variation de la juste valeur des instruments financiers

Profit découlant d'une variation de la juste valeur des instruments financiers de 1,0 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, comparativement à une perte de 8,5 M\$ pour la période correspondante de 2019

Perte découlant d'une variation de la juste valeur des instruments financiers de 26,7 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020, comparativement à une perte de 3,2 M\$ pour la période correspondante de 2019

(Profit) perte	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	2 569	8 506	12 819	3 194
Partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers				
Profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	(2 768)	—	(4 967)	—
(Profit réalisé) perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(816)	—	18 842	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers comptabilisée dans le compte consolidé de résultat	(1 015)	8 506	26 694	3 194

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

Le profit lié à la variation de la juste valeur des instruments financiers pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 est attribuable surtout :

- à un profit net réalisé sur instruments financiers dérivés découlant :
  - des règlements favorables nets effectués dans le cadre des couvertures du prix de l'électricité de Phoebe et de Salvador;
  - des règlements favorables nets effectués dans le cadre de la couverture de base de Phoebe.

Cet élément a en partie été contrebalancé par :

- une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant :
  - de l'incidence défavorable de la variation de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe;
  - de l'incidence défavorable de la variation de la juste valeur du portefeuille de contrats de change à terme de la Société;qui ont en partie été contrebalancées par :
  - une variation favorable de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe;
  - un profit latent sur la conversion de prêts intragroupe.

La perte liée à la variation de la juste valeur des instruments financiers pour la période de six mois close le 30 juin 2020 est attribuable surtout :

- à une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés découlant :
  - des règlements défavorables nets effectués dans le cadre de la couverture de base de Phoebe, contrebalancés partiellement par;
  - des règlements favorables nets effectués dans le cadre de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe.
- une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant :
  - de l'incidence favorable de la variation de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe;qui a été en partie contrebalancée par :
  - \* l'incidence favorable de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe;
  - \* l'incidence favorable de la variation de la juste valeur du portefeuille de contrats de change à terme de la Société;
  - \* un profit latent sur la conversion de prêts intragroupe.

### **Charge (recouvrement) d'impôt**

Charge d'impôt à 0,8 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, comparativement à une charge d'impôt de 1,5 M\$ pour la période correspondante de 2019

Montant d'impôt de néant pour la période de six mois close le 30 juin 2020, comparativement à un recouvrement d'impôt de 2,6 M\$ pour la période correspondante de 2019

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, la Société a enregistré :

- une charge d'impôt exigible de 1,0 M\$ (19,6 M\$ pour la période correspondante de 2019);
- un recouvrement d'impôt différé de 0,1 M\$ (18,1 M\$ pour la période correspondante de 2019).

Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, la Société a enregistré :

- une charge d'impôt exigible de 4,9 M\$ (22,1 M\$ pour la période correspondante de 2019);
- un recouvrement d'impôt différé de 4,9 M\$ (24,6 M\$ pour la période correspondante de 2019).

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, la Société a enregistré une baisse de sa charge d'impôt exigible, en raison surtout d'un important profit imposable réalisé par la Société au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2019, lequel découle d'une transaction intersociété relative à l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le projet solaire Phoebe.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, la Société a enregistré une diminution de son recouvrement d'impôt différé en raison surtout d'une différence temporaire déductible enregistrée au cours de la période close le 30 juin 2019, par suite d'une transaction intersociété relative à l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le projet solaire Phoebe.

### **Perte nette découlant des activités poursuivies**

Perte nette de 1,6 M\$ (perte de base et diluée de 0,02 \$ par action) pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, comparativement à une perte nette découlant des activités poursuivies de 10,5 M\$ (perte de base et diluée de 0,07 \$ par action) pour la période correspondante de 2019

Perte nette de 48,5 M\$ (perte de base et diluée de 0,36 \$ par action) pour la période de six mois close le 30 juin 2020, comparativement à une perte nette découlant des activités poursuivies de 14,9 M\$ (perte de base et diluée de 0,14 \$ par action) pour la période correspondante de 2019

Pour la période de trois mois, la variation favorable de 8,9 M\$ s'explique principalement par :

- une augmentation de 18,6 M\$ des autres produits, attribuable principalement aux CIP générés par le parc éolien Foard City et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc solaire Phoebe;
- un profit de 9,5 M\$ lié à la variation de la juste valeur des instruments financiers, attribuable en grande partie aux profits réalisés sur les couvertures du prix de l'électricité et sur la couverture de base de Phoebe, partiellement contrebalancé par les pertes nettes latentes sur les instruments financiers dérivés;
- une diminution de 3,0 M\$ des charges financières.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une augmentation de 10,4 M\$ des amortissements, qui découle surtout des installations Foard City et Phoebe;
- une augmentation de 12,6 M\$ de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, qui s'explique dans une large mesure par la variation défavorable de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité de Shannon et de Flat Top ainsi que des contrats à terme sur obligations d'Innavik, qui ne sont pas assujettis à la comptabilité de couverture.

Pour la période de six mois, la variation défavorable de 33,6 M\$ s'explique principalement par :

- une augmentation de 25,7 M\$ de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, qui s'explique dans une large mesure par la variation défavorable de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité de Shannon et de Flat Top ainsi que des contrats à terme sur obligations d'Innavik, qui ne sont pas assujettis à la comptabilité de couverture;
- une perte de 23,5 M\$ liée à la variation de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à une perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe et une perte latente sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, en partie contrebalancée par des profits nets réalisés sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe et une variation favorable de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe;
- une augmentation de 17,5 M\$ des amortissements, qui découle surtout des installations Foard City et Phoebe;
- une augmentation de 4,3 M\$ des charges financières.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une diminution de 2,7 M\$ du BAIIA ajusté;
- une augmentation de 42,8 M\$ des autres produits, attribuable principalement aux CIP générés par le parc éolien Foard City, aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc solaire Phoebe et aux profits de change.

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

Bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies de 4,5 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, comparativement à une perte nette ajustée découlant des activités poursuivies de 2,7 M\$ en 2019

Perte nette ajustée découlant des activités poursuivies de 4,1 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020, comparativement à 14,0 M\$ en 2019

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

Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques. La partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers comptabilisée dans le compte consolidé de résultat est exclue du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies. Ces variations n'ont pas d'incidence immédiate sur la trésorerie et peuvent s'être inversées au moment où les règlements réels ont lieu, car ils sont étalés sur une longue période après la date de clôture.

Par conséquent, les éléments suivants sont exclus du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) :

- la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments dérivés qui ne *pas* assujettis à la comptabilité de couverture, comme c'est le cas pour les couvertures du prix de l'électricité et les couvertures de base de la Société ainsi que pour les couvertures du prix de l'électricité de ses participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence;
- le montant des couvertures inefficaces de la variation des instruments dérivés de la Société qui sont assujettis à la comptabilité de couverture.

En outre, compte tenu de leur occurrence limitée (sur la période contractuelle résiduelle de 18 mois), les profits et les pertes réalisés sur la couverture de base de Phoebe sont réputés ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex, et sont donc exclus du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies.

Incidence des instruments financiers sur la perte nette	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Perte nette découlant des activités poursuivies	(1 566)	(10 453)	(48 497)	(14 873)
<i>Ajouter (déduire) :</i>				
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	2 569	8 506	12 819	3 194
Partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe	(816)	—	18 842	—
Perte réalisée sur les contrats de change à terme	(825)	(448)	(825)	(448)
(Recouvrement) charge d'impôt lié aux éléments ci-dessus	(212)	247	(5 201)	(774)
Quote-part de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	5 334	(508)	18 805	(1 127)
<b>Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies</b>	<b>4 484</b>	<b>(2 656)</b>	<b>(4 057)</b>	<b>(14 028)</b>

### **Participations ne donnant pas le contrôle**

Attribution d'un bénéfice de 1,0 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, comparativement à l'attribution d'une perte de 3,4 M\$ pour la période correspondante de 2019

Attribution d'un bénéfice de 7,8 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de six mois close le 30 juin 2020, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 2,5 M\$ pour la période correspondante de 2019

L'augmentation du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 juin 2020 découle surtout :

- d'une répartition plus élevée du résultat aux participations ne donnant pas le contrôle de Harrison Hydro, en raison surtout du recouvrement des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel attribuable aux périodes d'inflation négative au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2020 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent;
- d'une répartition plus élevée du résultat aux participations ne donnant pas le contrôle de Mesgi'g Ugju's'n, essentiellement en raison de l'augmentation des produits en 2020 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

L'augmentation du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de six mois close le 30 juin 2020 découle surtout :

- d'une répartition plus élevée du résultat aux participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex Europe, en raison surtout d'un profit latent sur les instruments financiers dérivés et de la hausse des produits par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent;
- d'une répartition plus élevée du résultat aux participations ne donnant pas le contrôle de Harrison Hydro, en raison surtout du recouvrement des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel attribuable aux périodes d'inflation négative au cours de la période de six mois close le 30 juin 2020 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.



## SECTEURS GÉOGRAPHIQUES

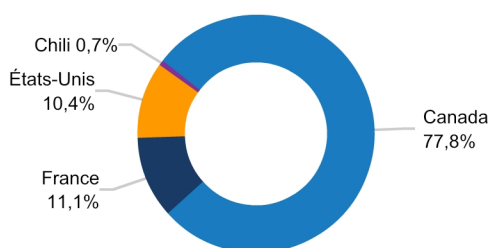
Au 30 juin 2020, et exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, lesquels sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, la Société avait des participations dans les installations en exploitation suivantes, soit : 29 centrales hydroélectriques, 6 parcs éoliens et 1 parc solaire au Canada, 15 parcs éoliens en France, 1 centrale hydroélectrique, 1 parc éolien et 3 parcs solaires aux États-Unis et 1 parc solaire au Chili. La Société est active dans quatre secteurs géographiques principaux, qui sont décrits ci-après :

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	2020 <sup>1</sup>	2019	2020 <sup>1</sup>	2019
<b>Produits</b>				
Canada	117 045	125 014	200 920	221 144
France	16 735	17 677	53 125	47 139
États-Unis	15 613	2 002	27 464	2 829
Chili	1 120	—	1 120	—
	150 513	144 693	282 629	271 112

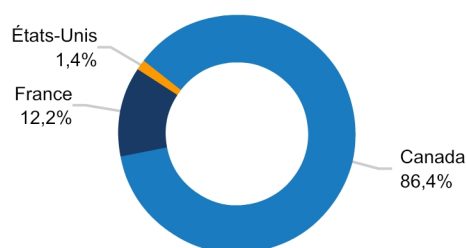
	Aux	
	30 juin 2020	31 décembre 2019
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 578 000	3 629 942
France	917 808	891 764
États-Unis	1 473 564	1 293 983
Chili	217 988	142 268
	6 187 360	5 957 957

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

Produits par pays - T2 2020



Produits par pays - T2 2019



## Canada

Produits en baisse de 6 %, à 117,0 M\$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2020

Produits en baisse de 9 %, à 200,9 M\$, pour la période de six mois close le 30 juin 2020

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en baisse de 1 %, à 3 578,0 M\$, au 30 juin 2020, comparativement à ceux au 31 décembre 2019

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

- à la baisse des produits générés en Colombie-Britannique en raison de la diminution de la production et des prix de vente moyens;
- à la baisse des produits générés par les centrales hydroélectriques du Québec découlant de la diminution de la production.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- la hausse des produits générés par les parcs éoliens du Québec découlant de l'augmentation de la production.

La baisse des produits au Canada pour la période de six mois est attribuable principalement :

- à la baisse des produits générés par les parcs éoliens du Québec découlant de la diminution de la production;
- à la baisse des produits générés en Colombie-Britannique en raison de la diminution de la production et des prix de vente moyens;
- à la diminution de la production et des prix de vente moyens dans certaines centrales hydroélectriques du Québec.

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

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

Cet élément a été en partie contrebalancé par :

- l'augmentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et du transfert des obligations liées aux droits de propriété découlant de la diminution des taux d'intérêt.

## France

Produits en baisse de 5 %, à 16,7 M\$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2020

Produits en hausse de 13 %, à 53,1 M\$, pour la période de six mois close le 30 juin 2020

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en hausse de 3 %, à 917,8 M\$, au 30 juin 2020, par rapport à ceux au 31 décembre 2019

La baisse des produits en France pour la période de trois mois est attribuable principalement :

- à la baisse des produits générés par les parcs éoliens en France découlant de la diminution de la production.

La hausse des produits en France pour la période de six mois est attribuable principalement :

- à l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens en France découlant de la hausse de la production.

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

- de la dépréciation du dollar canadien par rapport à l'euro.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

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

## États-Unis

Produits en hausse, à 15,6 M\$, pour la période de trois mois close le 30 juin 2020

Produits en hausse, à 27,5 M\$, pour la période de six mois close le 30 juin 2020

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en hausse de 14 %, à 1 473,6 M\$ au 30 juin 2020, par rapport à ceux au 31 décembre 2019

La hausse des produits aux États-Unis pour la période de trois mois s'explique principalement par :

- l'apport du parc éolien Foard City mis en service le 27 septembre 2019;
- l'apport du parc solaire Phoebe mis en service le 19 novembre 2019.

La hausse des produits aux États-Unis pour la période de six mois s'explique principalement par :

- l'apport du parc éolien Foard City mis en service le 27 septembre 2019;
- l'apport du parc solaire Phoebe mis en service le 19 novembre 2019.

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

- aux ajouts aux immobilisations corporelles liés à la construction du projet solaire Hillcrest;
- à la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- aux ajouts aux frais de développement liés aux projets, qui se rapportent au projet éolien Griffin Trail.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles;
- la diminution des participations dans des coentreprises et des entreprises associées en raison de la variation défavorable de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité de Shannon et de Flat Top;
- la diminution des actifs au titre de droits d'utilisation fonciers de Phoebe, en raison de la baisse des paiements de loyers futurs prévus découlant d'une révision, à la suite de l'achèvement des activités de construction, de la superficie totale du projet.

## Chili

Produits en hausse, à 1,1 M\$, pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en hausse de 53 %, à 218,0 M\$ au 30 juin 2020, par rapport à ceux au 31 décembre 2019

La hausse des produits au Chili pour les périodes de trois mois et de six mois s'explique principalement par :

- l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020.

Pour la période close le 30 juin 2020, l'augmentation des actifs non courants est imputable :

- à l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020;
- à un profit de change sur l'investissement dans Energía Llaima, comptabilisé comme profit au résultat global.

Cet élément a été contrebalancé en partie par :

- la diminution de la valeur de l'investissement découlant d'une perte nette attribuable à Energía Llaima.

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. La valeur de l'investissement de la Société 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.

## RÉSULTATS FINANCIERS DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

	Période de trois mois close le 30 juin 2020			Période de trois mois close le 30 juin 2019		
	Innergex <sup>1</sup>	HS Orka <sup>2</sup>	Total	Innergex <sup>1</sup>	HS Orka <sup>2</sup>	Total
Production	2 185 793	—	2 185 793	1 741 953	196 878	1 938 831
Produits	150 513	—	150 513	144 693	13 412	158 105
BAIIA ajusté <sup>3</sup>	105 336	—	105 336	105 248	3 521	108 769
(Perte nette) bénéfice net	(1 566)	—	(1 566)	(10 453)	17 798	7 345

1. Équivaut aux activités poursuivies.

2. Équivaut aux activités abandonnées.

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

	Période de six mois close le 30 juin 2020			Période de six mois close le 30 juin 2019		
	Innergex <sup>1</sup>	HS Orka <sup>2</sup>	Total	Innergex <sup>1</sup>	HS Orka <sup>2</sup>	Total
Production	3 865 390	—	3 865 390	3 050 458	545 424	3 595 882
Produits	282 629	—	282 629	271 112	40 006	311 118
BAIIA ajusté <sup>3</sup>	195 755	—	195 755	198 491	13 291	211 782
(Perte nette) bénéfice net	(48 497)	—	(48 497)	(14 873)	21 364	6 491

1. Équivaut aux activités poursuivies.

2. Équivaut aux activités abandonnées.

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

## STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS

### Information sur le capital-actions

#### Nombre d'actions ordinaires en circulation

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	173 671	133 417	166 676	133 143
Actions pouvant être émises à partir des instruments de capitaux propres suivants qui sont exclues des éléments dilutifs (en milliers) :				
Incidence des options sur actions	508	918	508	918
Incidence des actions détenues en fiducie liées au régime d'ARL	557	131	557	131
Incidence des débetures convertibles	13 777	14 167	13 777	14 167
	14 842	15 216	14 842	15 216

#### Titres de participation de la Société

	Aux		
	3 août 2020	30 juin 2020	30 juin 2019
Nombre d'actions ordinaires	174 408 627	174 278 195	133 559 963
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	150 000	150 000	150 000
Nombre de débetures convertibles à 4,65 %	125 000	125 000	—
Nombre de débetures convertibles à 4,25 %	—	—	100 000
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	642 933	642 933	917 729

À la clôture des marchés le 3 août 2020 et depuis le 30 juin 2020, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à l'émission de 130 432 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 30 juin 2020, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 30 juin 2019 était principalement attribuable à l'émission de 34 636 823 actions ordinaires à Hydro-Québec dans le cadre d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex ainsi qu'à la conversion d'une partie des débetures convertibles à 4,25 % en 5 776 795 actions ordinaires. L'augmentation s'explique également par l'émission de 139 282 actions ordinaires à la suite de l'exercice sans décaissement de 458 953 options ainsi que par l'émission de 1 215 actions ordinaires dans le cadre du Régime d'unités d'actions différées et de 164 117 actions ordinaires en vertu du RRD.

## Dividendes

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

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	31 370	23 373	62 709	46 733
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,175	0,360	0,350
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	767	767	1 533	1 533
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (\$/action)	0,2255	0,2255	0,4510	0,4510
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719	1 438	1 438
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C (\$/action)	0,3594	0,3594	0,7188	0,7188

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

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

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (\$)	Dividende par action privilégiée de série A (\$)	Dividende par action privilégiée de série C (\$)
04/08/2020	30/09/2020	15/10/2020	0,1800	0,2255	0,359375

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

Le 21 mai 2020, la Société a reçu de la Bourse de Toronto (TSX) l'autorisation d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires (la « nouvelle offre »). Conformément à cette nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,15 % des 174 234 629 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. La Société pouvait également racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 68 000 de ses actions privilégiées de série A, ce qui représente environ 2 % des 3 400 000 actions de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. Finalement, la Société pouvait racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 40 000 de ses actions privilégiées de série C, ce qui représente environ 2 % des 2 000 000 d'actions de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2020 et prendra fin le 23 mai 2021. Au 30 juin 2020, aucune action ordinaire ni aucune action privilégiée n'avait été rachetée et annulée.

## 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 12 mai 2020. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires de 754 355 \$ et à une augmentation correspondante du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.

## SITUATION FINANCIÈRE

Aux	30 juin 2020	31 décembre 2019
<b>ACTIFS</b>		
<b>Actifs courants</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	228 978	156 224
Liquidités soumises à restrictions	33 800	39 451
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	74 874	—
Autres actifs courants	120 982	109 957
<b>Total des actifs courants</b>	<b>458 634</b>	<b>305 632</b>
<b>Actifs non courants</b>		
Immobilisations corporelles	4 832 508	4 620 025
Immobilisations incorporelles	680 169	682 227
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	482 036	511 899
Goodwill	68 991	60 666
Autres actifs non courants	242 723	191 655
<b>Total des actifs non courants</b>	<b>6 306 427</b>	<b>6 066 472</b>
<b>Total des actifs</b>	<b>6 765 061</b>	<b>6 372 104</b>
<b>PASSIFS</b>		
<b>Passifs courants</b>	<b>723 569</b>	<b>641 353</b>
<b>Passifs non courants</b>		
Prêts et emprunts à long terme	3 971 612	4 281 586
Autres passifs non courants	972 189	833 839
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>4 943 801</b>	<b>5 115 425</b>
<b>Total des passifs</b>	<b>5 667 370</b>	<b>5 756 778</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 084 685	604 384
Participations ne donnant pas le contrôle	13 006	10 942
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>1 097 691</b>	<b>615 326</b>
	<b>6 765 061</b>	<b>6 372 104</b>

### Éléments du fonds de roulement

#### Actifs courants

Les actifs courants s'élevaient à 458,6 M\$ au 30 juin 2020, comparativement à 305,6 M\$ au 31 décembre 2019, une hausse de 153,0 M\$ découlant essentiellement :

- d'une hausse de 72,8 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie découlant des activités d'exploitation, de financement et d'investissement et de l'appréciation du dollar américain et de l'euro par rapport au dollar canadien;
- d'une hausse de 74,9 M\$ des crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec les activités de construction de Hillcrest;
- d'une hausse de 11,7 M\$ attribuable à l'acquisition de Salvador.

Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par :

- une baisse de 5,7 M\$ des liquidités soumises à restriction.

### **Passifs courants**

Les passifs courants s'élevaient à 723,6 M\$ au 30 juin 2020, comparativement à 641,4 M\$ au 31 décembre 2019, une hausse de 82,2 M\$ découlant essentiellement :

- d'une hausse de 29,7 M\$ des instruments financiers dérivés par suite d'une diminution générale de la courbe de taux d'intérêt au cours des six premiers mois de 2020;
- d'une hausse de 33,7 M\$ de la partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs, en raison surtout du financement par partage fiscal de Phoebe;
- d'une hausse de 7,0 M\$ du dividende à payer découlant de l'augmentation des dividendes déclarés en juin 2020 par rapport à décembre 2019;
- d'une hausse de 5,7 M\$ attribuable à l'acquisition de Salvador;
- de l'appréciation du dollar américain et de l'euro par rapport au dollar canadien.

Au 30 juin 2020, le fonds de roulement était négatif de 264,9 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,63:1,00 (au 31 décembre 2019, le fonds de roulement était négatif de 335,7 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,48:1,00). L'amélioration de 70,8 M\$ s'explique par les éléments décrits ci-dessus.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Au 30 juin 2020, sur les 700,0 M\$ à sa disposition sur les facilités de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 182,0 M\$ à titre d'avances de fonds, et 63,4 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 454,6 M\$. En outre, le projet Mesgi'g Ugju's'n s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit en raison de la faillite d'un fournisseur considéré comme un participant majeur du projet dans le cadre de l'accord de crédit, ce qui a donné lieu au reclassement du solde total de l'emprunt du projet de 236,9 M\$ dans les passifs courants.

### **Actifs non courants**

Les actifs non courants s'établissaient à 6 306,4 M\$ au 30 juin 2020, comparativement à 6 066,5 M\$ au 31 décembre 2019, en hausse de 240,0 M\$ en raison principalement :

- d'une augmentation de 212,4 M\$ des immobilisations corporelles découlant :
  - d'une hausse de 158,5 M\$ attribuable à un investissement de 235,3 M\$ dans les activités de construction liées au projet Hillcrest, déduction faite d'un crédit d'impôt à l'investissement de 76,8 M\$;
  - d'une hausse de 61,0 M\$ attribuable à l'acquisition de Salvador;
  - d'une hausse de la valeur actualisée des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations;
  - de l'appréciation du dollar américain et de l'euro par rapport au dollar canadien.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles;
- d'une augmentation de 20,3 M\$ des autres actifs non courants liés aux actions privilégiées reçues en échange d'un apport en trésorerie versé à Innavik Hydro, société en commandite, en vue de la construction à venir du projet hydroélectrique en coentreprise;
- d'une augmentation de 47,6 M\$, compte non tenu des immobilisations corporelles, attribuable à l'acquisition de Salvador.

Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par :

- une diminution de 29,9 M\$ des participations dans des coentreprises et des entreprises associées;
- une diminution de 33,0 M\$ des instruments financiers dérivés.

### **Passifs non courants**

Les passifs non courants s'élevaient à 4 943,8 M\$ au 30 juin 2020, comparativement à 5 115,4 M\$ au 31 décembre 2019, en baisse de 171,6 M\$ en raison essentiellement :

- d'une diminution des prêts et emprunts à long terme de 310,0 M\$ découlant principalement :
  - d'un remboursement net de 309,0 M\$ sur la facilité de crédit de la Société au moyen du produit tiré du placement privé d'Hydro-Québec de 661,0 M\$, en partie contrebalancé par les prélèvements effectués pour la construction de Hillcrest et d'autres besoins en trésorerie;
  - des remboursements prévus de capital sur la dette à long terme.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- un prélèvement d'une somme de 71,2 M\$ sur l'emprunt lié à la construction du projet Hillcrest.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- une hausse de 74,2 M\$ des instruments financiers dérivés par suite d'une diminution importante des courbes de taux d'intérêt;
- une hausse de 52,2 M\$ des obligations locatives attribuable aux nouvelles obligations liées au projet Hillcrest, contrebalancée en partie par une diminution de la valeur actualisée des paiements futurs au titre des obligations locatives;
- une augmentation de 24,9 M\$ attribuable à l'acquisition de Salvador.

Au 30 juin 2020, sauf indication contraire, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations. Au 31 décembre 2019 et au 30 juin 2020, le projet Mesgi'g Ugju's'n s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit. Un manquement a été déclenché par la faillite d'un fournisseur considéré comme un participant majeur du projet dans le cadre de l'accord de crédit. Une dérogation a été obtenue et a ensuite été prolongée jusqu'au 30 septembre 2020. Un plan a été mis en place pour assurer la continuité des opérations du projet. Un dialogue permanent et des rapports sont fournis aux prêteurs du projet jusqu'à ce que cette situation soit résolue. Le projet était en conformité avec les clauses financières. Si la dérogation n'est pas renouvelée, les prêteurs auront le droit d'exiger un remboursement; l'emprunt de 236,9 M\$ a été réaffecté à la tranche à court terme de la dette à long terme.

### Instruments financiers dérivés et gestion des risques

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

Au 30 juin 2020	Devise	Montant nominal actuel		Juste valeur après ajustement du crédit	
		Devise d'origine	CAD	Devise d'origine	CAD
Swaps de taux d'intérêt	CAD	1 153 661	1 153 661	(133 641)	(133 641)
Swaps de taux d'intérêt	USD	173 850	236 923	(31 961)	(43 566)
Swaps de taux d'intérêt	EURO	141 213	216 126	(13 719)	(20 997)
Contrats de change à terme	CAD	525 888	525 888	(17 852)	(17 852)
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	USD	s.o.	s.o.	18 749	25 550
				(178 424)	(190 506)

### Capitaux propres

Les capitaux propres se sont établis à 1 097,7 M\$ au 30 juin 2020, comparativement à 615,3 M\$ au 31 décembre 2019, en hausse de 482,4 M\$ du fait surtout :

- du placement privé de 661,0 M\$ d'actions ordinaires d'Innergex par Hydro-Québec à un prix de 19,08 \$ par action, pour un total de 34,6 millions d'actions.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- des dividendes de 65,7 M\$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées au cours de la période, comparativement à 49,7 M\$ pour la même période l'an dernier.

### Éventualités

En mai 2020, Innergex a reçu des avis de BC Hydro en lien avec six centrales hydroélectriques de la Société en Colombie-Britannique indiquant que BC Hydro n'accepterait ni n'achèterait d'énergie dans le cadre des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») applicables au-delà d'un niveau de réduction spécifié pour la période du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020. Les niveaux de réduction spécifiés sont de 0,0 MWh pour les installations de Jimmie Creek (comptabilisée comme une coentreprise), d'Upper Lillooet River, de Northwest Stave River et de Boulder Creek, 2,0 MWh pour l'installation de Tretheway Creek et 4,0 MWh pour l'installation de Big Silver Creek.

BC Hydro cite la pandémie de COVID-19 actuelle et les mesures gouvernementales connexes prises en réponse à celle-ci comme constituant un événement de « force majeure » au titre des CAÉ, et entraînant une situation dans laquelle BC Hydro n'est pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Les avis à Innergex font suite aux déclarations publiques de BC Hydro concernant les mesures qu'elle prend pour faire face à la réduction de la demande d'électricité durant la pandémie de COVID-19 et aux défis connexes à l'exploitation sécuritaire de son système hydroélectrique.



Innergex conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex a l'intention de se conformer à la demande de réduction de BC Hydro, mais le fera sous toute réserve et cherchera à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour la période allant du 22 mai 2020 au 30 juin 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent à 10,0 M\$ pour les installations consolidées, ou à 11,2 M\$ sur la base des produits proportionnels<sup>1</sup>.

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

### **Arrangements hors bilan**

Au 30 juin 2020, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 179,3 M\$, y compris un montant de 100,2 M\$ au titre de ses facilités de crédit disponibles, afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. Ces lettres de crédit ont été émises en guise de garantie de paiement pour divers projets en cours de construction et en guise de garantie d'exécution ou de garantie financière aux termes de CAÉ et d'autres obligations contractuelles. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de société pour un montant total de 97,2 M\$ en vue principalement de garantir les activités de certains projets potentiels. Les garanties de société ont également servi à soutenir les instruments de couverture à long terme de ses activités en France et la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

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

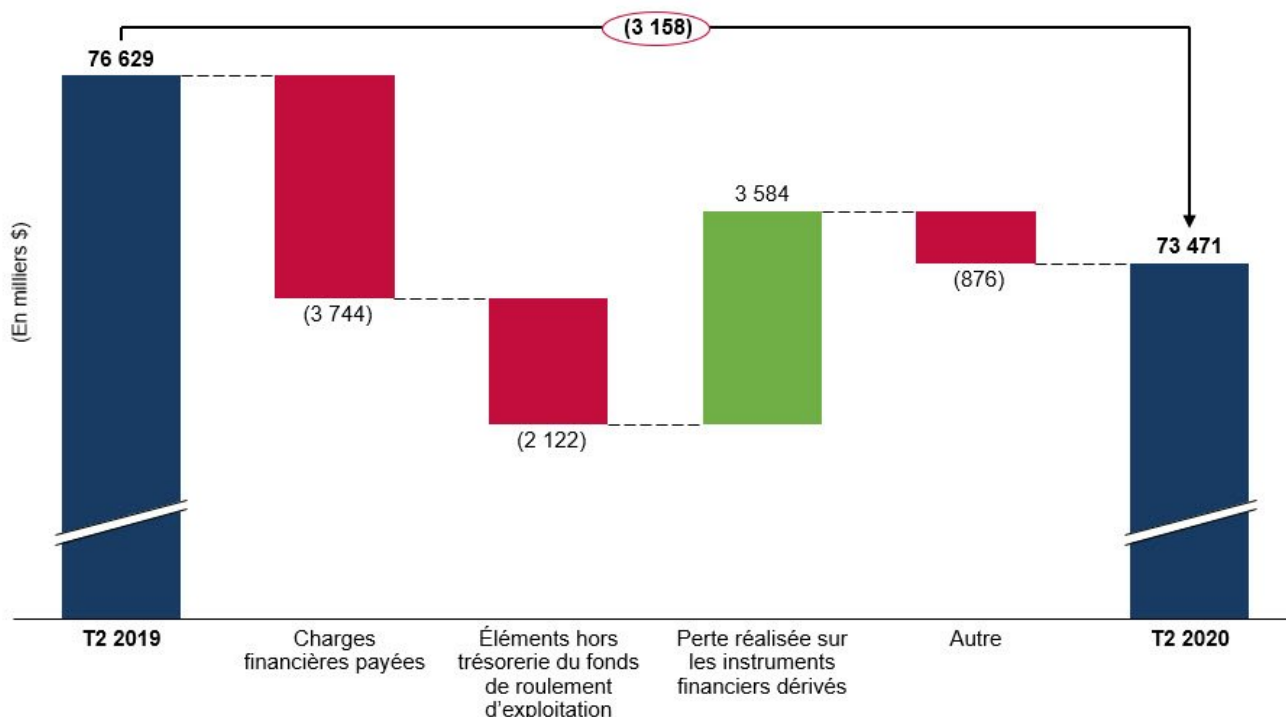
## LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	59 221	60 257	102 050	117 758
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	14 250	16 372	(9 546)	947
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies	73 471	76 629	92 504	118 705
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées	—	2 580	—	13 122
	73 471	79 209	92 504	131 827
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies	142 908	(24 851)	276 115	69 327
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités abandonnées	—	20 689	—	20 059
	142 908	(4 162)	276 115	89 386
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies	(253 298)	(74 613)	(302 915)	(178 984)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées	—	(13 395)	—	(31 957)
	(253 298)	(88 008)	(302 915)	(210 941)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(5 111)	(553)	7 050	(1 236)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(42 030)	(13 514)	72 754	9 036
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	271 008	97 972	156 224	79 586
Plus : Trésorerie et équivalents de trésorerie détenus en vue de la vente à l'ouverture de la période	—	4 164	—	—
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>	<b>228 978</b>	<b>88 622</b>	<b>228 978</b>	<b>88 622</b>

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

En baisse de 3,2 M\$ à 73,5 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2020

En baisse de 26,2 M\$ à 92,5 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020



### **Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent**

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

- une augmentation des charges financières payées de 3,7 M\$ découlant surtout du calendrier des versements;
- la variation défavorable de 2,1 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, qui découle surtout de ce qui suit :
  - une variation défavorable de 18,5 M\$ et de 5,5 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des fournisseurs et autres crédateurs et des charges payées d'avance et autres, respectivement. Cet élément a été partiellement contrebalancé par :
  - une variation favorable de 21,3 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des débiteurs.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- un profit réalisé de 3,6 M\$ sur instruments financiers dérivés (néant en 2019), attribuable surtout aux règlements favorables effectués dans le cadre des couvertures du prix de l'électricité de Phoebe et de Salvador.

### **Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent**

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

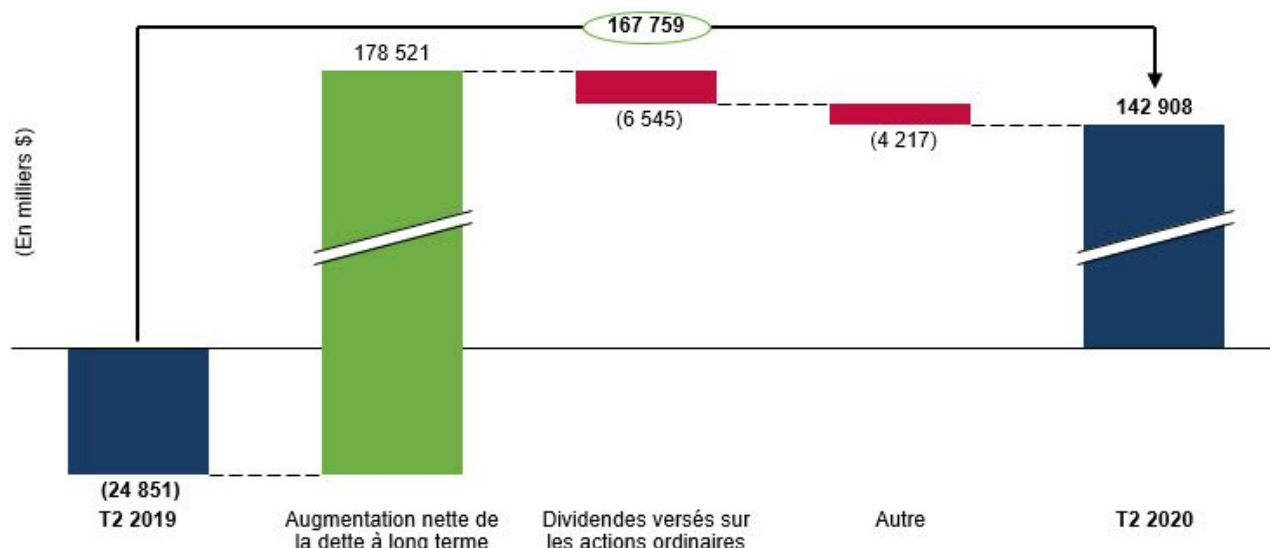
- une perte réalisée de 13,9 M\$ sur instruments financiers dérivés (néant en 2019), attribuable surtout à une perte réalisée de 18,8 M\$ sur la couverture de base de Phoebe en raison de différentiels de base défavorables hors des heures de production, contrebalancée en partie par un profit réalisé de 5,0 M\$ sur les couvertures du prix de l'électricité de Phoebe et de Salvador;
- la variation défavorable de 10,5 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, qui découle surtout de ce qui suit :
  - une variation défavorable de 10,7 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des fournisseurs et autres crédateurs;
- une augmentation des charges financières payées de 3,8 M\$ découlant surtout du calendrier des versements;
- une diminution du BAIIA ajusté de 2,7 M\$<sup>1</sup>.

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

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

En hausse de 167,8 M\$ à 142,9 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2020

En hausse de 206,8 M\$ à 276,1 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020



### **Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent**

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

- une augmentation nette de 178,5 M\$ de la dette à long terme, principalement attribuable :
  - aux prélèvements effectués pour la construction de Hillcrest et l'acquisition de Mountain Air, contrebalancés en partie par les remboursements prévus de capital sur la dette à long terme.

Cet élément a été en partie contrebalancé par :

- une augmentation de 6,5 M\$ des dividendes versés sur les actions ordinaires, attribuable surtout aux 34 636 823 actions émises à Hydro-Québec le 6 février 2020.

### **Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent**

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

- des entrées nettes de trésorerie de 658,5 M\$ liées au placement privé d'Hydro-Québec dans les actions ordinaires d'Innergex.

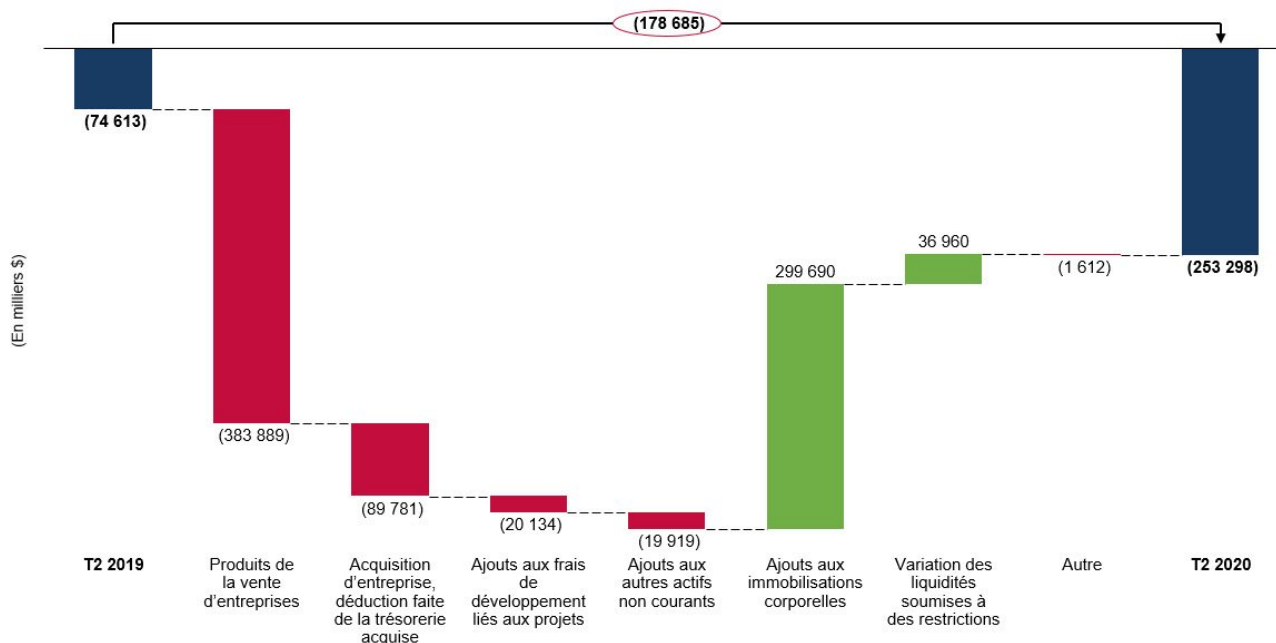
Cet élément a été en partie contrebalancé par :

- une augmentation de 9,1 M\$ des dividendes versés sur les actions ordinaires, attribuable surtout aux 34 636 823 actions émises à Hydro-Québec le 6 février 2020;
- un remboursement net de 442,9 M\$ de la dette à long terme, principalement attribuable :
  - aux remboursements sur la facilité de crédit de la Société au moyen du produit tiré du placement privé d'Hydro-Québec dans les actions ordinaires d'Innergex, contrebalancés en partie par les prélèvements effectués pour la construction de Hillcrest et les acquisitions de Mountain Air et de Salvador;
  - aux remboursements prévus de capital sur la dette à long terme.

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

Décaissements en hausse de 178,7 M\$ à 253,3 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2020

Décaissements en hausse de 123,9 M\$ à 302,9 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2020



### Pour la période de trois mois close le 30 juin 2020, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent

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

- une diminution du produit tiré d'une cession d'entreprise, qui est passé de 383,9 M\$ en 2019, ce qui s'explique par la vente de HS Orka à Jarðvarmi slhf, à néant en 2020;
- une contrepartie en trésorerie de 89,8 M\$, déduction faite de la trésorerie acquise, effectuée au titre de l'acquisition de Salvador;
- une augmentation des ajouts aux frais de développement liés aux projets de 20,1 M\$, qui se rapporte surtout au projet éolien Griffin Trail;
- une hausse de 19,9 M\$ des autres actifs non courants liée aux actions privilégiées reçues en échange de contreparties en trésorerie versées à Innavik Hydro, société en commandite en vue de la construction à venir du projet hydroélectrique en coentreprise.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- une diminution des ajouts aux immobilisations corporelles de 299,7 M\$, qui sont passées de 421,1 M\$ en 2019, ce qui s'explique surtout par la construction du projet solaire Phoebe et du projet éolien Foard City, à 121,4 M\$ en 2020, relativement à la construction du projet solaire Hillcrest;
- une variation favorable de 37,0 M\$ des soldes de liquidités soumises à des restrictions découlant d'une hausse des liquidités soumises à des restrictions de 34,1 M\$ en 2019, comparativement à une diminution de 2,8 M\$ en 2020.

**Pour la période de six mois close le 30 juin 2020, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent**

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

- une diminution du produit tiré d'une cession d'entreprise, qui est passé de 383,9 M\$ en 2019, ce qui s'explique par la vente de HS Orka à Jarðvarmi slhf, à néant en 2020;
- une contrepartie en trésorerie de 89,8 M\$, déduction faite de la trésorerie acquise, effectuée au titre de l'acquisition de Salvador;
- une augmentation des ajouts aux frais de développement liés aux projets de 21,2 M\$, qui se rapporte surtout au projet éolien Griffin Trail;
- une hausse de 20,0 M\$ des autres actifs non courants liée aux actions privilégiées reçues en échange de contreparties en trésorerie versées à Innavik Hydro, société en commandite en vue de la construction à venir du projet hydroélectrique en coentreprise.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- une diminution des ajouts aux immobilisations corporelles de 348,1 M\$, qui sont passées de 519,3 M\$ en 2019, ce qui s'explique surtout par la construction du projet solaire Phoebe et du projet éolien Foard City, à 171,2 M\$ en 2020, relativement à la construction du projet solaire Hillcrest;
- une variation favorable de 45,9 M\$ des soldes de liquidités soumises à des restrictions découlant d'une hausse des liquidités soumises à des restrictions de 39,0 M\$ en 2019, comparativement à une diminution de 6,9 M\$ en 2020.

## FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution <sup>1</sup>	Périodes de douze mois closes les 30 juin	
	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	200 742	222 999
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(11 909)	17 294
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(5 432)	(9 224)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(139 908)	(104 385)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup>	(9 322)	(22 335)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)
<i>Ajouter (déduire) les éléments non récurrents suivants :</i>		
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	337	2 121
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	4 145	6 919
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe <sup>3</sup>	30 539	—
Impôt payé sur le gain intersociétés réalisé	10 594	—
Recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels relatif à la vente de HS Orka, déduction faite de l'attribution aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>4</sup>	—	8 242
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>73 844</b>	<b>115 689</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	111 022	91 917
Ratio de distribution	150 %	79 %
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>		
Charges liées aux projets potentiels	13 969	17 937
<b>Flux de trésorerie disponibles ajustés</b>	<b>87 813</b>	<b>133 626</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD	106 773	86 650
Ratio de distribution ajusté	122 %	65 %

1. Les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

2. La portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle elles sont générées.

3. Compte tenu de leur occurrence limitée (sur la période contractuelle résiduelle de 18 mois), les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe sont réputés ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

4. La vente de HS Orka a permis le recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels de 5,7 M\$ et de 9,6 M\$, respectivement, qui avaient été engagées depuis l'acquisition de ce projet en février 2018. Un montant de 7,1 M\$ a été déduit de la somme du recouvrement étant donné qu'il se rapporte à des participations ne donnant pas le contrôle.

## Ratio de distribution<sup>1</sup>

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2020, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 150 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 79 % pour la même période l'an dernier.

Le tableau suivant résume les éléments à ajouter ou à soustraire pour établir les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution normalisés :

(en millions de dollars canadiens)	Période de douze mois close le 30 juin 2020		
	Flux de trésorerie disponibles	Dividendes	Ratio de distribution
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	74	111	150%
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>			
Réduction de BC Hydro	11	—	
Calendrier des paiements d'intérêts	13	—	
Diminution des paiements d'intérêts liés aux facilités de crédit renouvelables de la Société	(5)	—	
Augmentation des dividendes attribuable à Hydro-Québec	—	(13)	
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution - normalisés	93	98	105%

La Société considère que les flux de trésorerie disponibles de 73,8 M\$ ne sont pas représentatifs de la capacité actuelle de génération de trésorerie.

Le tableau ci-dessus normalise les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution en tenant compte des éléments suivants :

- l'incidence défavorable sur le BAIIA ajusté proportionnel découlant de la réduction imposée par BC Hydro en 2020;
- le calendrier de certains paiements d'intérêts sur les emprunts liés aux projets, qui a fait en sorte que la Société a effectué cinq paiements trimestriels au cours des quatre derniers trimestres;
- l'augmentation des dividendes trimestriels découlant principalement de l'émission de 34 636 823 actions ordinaires à la suite du placement privé d'Hydro-Québec, alors qu'une grande partie des fonds n'ont pas encore été investis dans des projets générateurs de trésorerie ou ont été utilisés pour des acquisitions récentes qui n'ont pas encore contribué aux flux de trésorerie disponibles de la Société.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une diminution des charges d'intérêts liées aux facilités de crédit renouvelables de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec.

<sup>1</sup> Le ratio de distribution est une mesure de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter ainsi que de sa capacité à financer sa croissance. Il tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses Projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement internes potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction.

## Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2020, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 73,8 M\$, comparativement à 115,7 M\$ pour la période correspondante de l'an dernier.

La variation défavorable des flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement :

- à une diminution des flux de trésorerie disponibles découlant des activités abandonnées, y compris le recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien, à la suite de la vente de HS Orka au deuxième trimestre de 2019;
- à l'incidence défavorable sur le BAIIA ajusté proportionnel découlant de la réduction imposée par BC Hydro en 2020;
- au calendrier de certains paiements d'intérêts sur les emprunts liés aux projets, qui a fait en sorte que la Société a effectué cinq paiements trimestriels au cours des quatre derniers trimestres;
- à la baisse de la production en raison des conditions météorologiques défavorables.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- l'apport des projets récemment acquis et mis en service aux flux de trésorerie disponibles;



- une diminution des charges d'intérêts liées aux facilités de crédit renouvelables de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec.

Sur une base prospective, en tenant compte de l'apport sur un exercice complet des deux acquisitions récemment annoncées, de l'incidence complète du dividende annualisé découlant du placement privé d'Hydro-Québec et de l'ajout des éléments normalisés décrits ci-dessus, la Société prévoit que le ratio de distribution pour les douze prochains mois sera d'environ 100 %.

## RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Périodes de trois mois closes les			
	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019
Production (MWh)	2 185 793	1 679 598	1 793 803	1 665 362
Produits	150,5	132,1	143,1	142,8
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	105,3	90,4	103,3	107,4
(Perte nette) bénéfice net	(1,6)	(46,9)	(47,4)	9,7
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	(2,5)	(53,7)	(46,8)	14,3
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,02)	(0,35)	(0,35)	0,10
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(2,5)	(53,7)	(46,2)	14,1
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	(0,02)	(0,35)	(0,35)	0,09
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	31,4	31,3	24,4	23,9
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,180	0,180	0,175	0,175

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

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Périodes de trois mois closes les			
	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018
Production (MWh)	1 741 953	1 308 505	1 396 066	1 236 722
Produits	144,7	126,4	138,3	116,5
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	105,2	93,2	103,3	83,7
Bénéfice net (perte nette)	7,3	(0,9)	14,2	9,5
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	(7,8)	(7,4)	15,9	8,8
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,07)	(0,07)	0,12	0,06
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	10,8	(6,7)	13,7	10,7
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,07	(0,06)	0,10	0,07
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	23,4	23,4	22,6	22,6
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,175	0,175	0,170	0,170

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

## MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

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

### Produits proportionnels

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

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

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
Produits	150 513	144 693	282 629	271 112
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)	8 800	7 438	9 140	7 973
Shannon (50 %)	1 670	2 422	3 229	4 545
Flat Top (51 %)	2 076	3 126	4 494	5 723
Dokie (25,5 %)	1 841	1 432	5 034	3 753
Jimmie Creek (50,99 %)	1 032	2 156	1 223	2 298
Umbata Falls (49 %)	1 660	1 582	2 320	2 283
Viger-Denonville (50 %)	1 350	1 167	2 923	3 158
Duqueco (50 %) <sup>1</sup>	3 061	4 827	5 919	8 129
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	119	408	859	1 011
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	434	540	1 017	1 032
	22 043	25 098	36 158	39 905
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :				
Foard City	12 120	—	23 052	—
Shannon (50 %)	3 277	2 955	6 432	5 969
Flat Top (51 %)	4 051	3 825	8 104	7 631
	19 448	6 780	37 588	13 600
<b>Produits proportionnels</b>	<b>192 004</b>	<b>176 571</b>	<b>356 375</b>	<b>324 617</b>

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

## BAIIA ajusté et marge du BAIIA ajusté

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net découlant des activités poursuivies auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres (produits) charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des 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.

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
(Perte nette) découlant des activités poursuivies	(1 566)	(10 453)	(48 497)	(14 873)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	845	1 493	32	(2 585)
Charges financières	55 248	58 259	115 578	111 230
Amortissements	57 126	46 749	110 693	93 215
BAIIA	111 653	96 048	177 806	186 987
Autres (produits) charges, montant net	(18 028)	552	(41 525)	1 278
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	12 726	142	32 780	7 032
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(1 015)	8 506	26 694	3 194
BAIIA ajusté	105 336	105 248	195 755	198 491
Marge du BAIIA ajusté	70,0 %	72,7 %	69,3 %	73,2 %

## BAIIA ajusté proportionnel et marge du BAIIA ajusté proportionnel

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

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

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

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

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
BAIIA ajusté	105 336	105 248	195 755	198 491
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)	7 212	6 004	6 244	5 016
Shannon (50 %)	137	1 149	602	2 108
Flat Top (51 %)	493	1 194	1 892	1 925
Dokie (25,5 %)	1 423	911	4 056	2 704
Jimmie Creek (50,99 %)	621	1 746	375	1 370
Umbata Falls (49 %)	1 478	1 436	1 943	1 862
Viger-Denonville (50 %)	1 131	898	2 440	2 551
Duqueco (50 %) <sup>1</sup>	2 345	2 082	3 956	3 661
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	88	149	552	553
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	238	24	562	275
	15 166	15 593	22 622	22 025
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :				
Foard City	12 120	—	23 052	—
Shannon (50 %)	3 277	2 955	6 432	5 969
Flat Top (51 %)	4 051	3 825	8 104	7 631
	19 448	6 780	37 588	13 600
BAIIA ajusté proportionnel	139 950	127 621	255 965	234 116
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	72,9 %	72,3 %	71,8 %	72,1 %

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

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

Les références à « bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies » visent le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités poursuivies de la Société auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : variation de la juste valeur des instruments financiers, (profit réalisé) perte réalisée sur instruments financiers, charge (économie) d'impôt liée aux éléments ci-dessus, et quote-part de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques. La comptabilisation des dérivés selon les IFRS exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché. La comptabilisation des dérivés exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché. Lorsque la comptabilité de couverture n'est pas appliquée, les variations de la juste valeur des dérivés sont comptabilisées directement dans le résultat net. Ces variations latentes n'ont pas d'incidence immédiate sur la trésorerie, peuvent se résorber ou non au moment où les règlements se produisent et ne reflètent pas le modèle d'affaires de la Société à l'égard des dérivés, conformément auquel ils sont détenus pour leurs flux de trésorerie à long terme, pour toute la durée de vie d'un projet. Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies de la Société vise à éliminer l'incidence des règles de l'évaluation à la valeur de marché sur les instruments financiers dérivés sur les résultats de la Société. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » pour obtenir le rapprochement du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies.

### **Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution**

Les références aux « flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de la Société de générer des liquidités à long terme telles que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. Innergex estime que cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la capacité de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Les lecteurs sont avisés que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » pour le rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

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

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

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

## Indicateurs de rendement clés liés à la production

### Production proportionnelle

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

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

(en MWh)	Périodes de trois mois closes les 30 juin					
	2020			2019		
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
Production	2 185 793	2 342 496	93 %	1 741 953	1 743 516	100 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)	97 961	92 018	106 %	87 168	92 018	95 %
Shannon (50 %)	93 668	101 901	92 %	89 172	101 901	88 %
Flat Top (51 %)	116 562	119 335	98 %	115 450	119 335	97 %
Dokie (25,5 %)	17 498	16 158	108 %	14 311	16 158	89 %
Jimmie Creek (50,99 %)	8 021	22 973	35 %	25 456	22 973	111 %
Umbata Falls (49 %)	21 991	18 533	119 %	20 905	18 533	113 %
Viger-Denonville (50 %)	8 897	7 725	115 %	7 718	7 725	100 %
Duqueco (50 %) <sup>1</sup>	19 474	39 200	50 %	27 498	34 763	79 %
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	3 059	5 477	56 %	4 138	5 140	81 %
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	2 944	3 474	85 %	3 214	3 368	95 %
	390 075	426 794	91 %	395 030	421 914	94 %
<b>Production proportionnelle</b>	<b>2 575 868</b>	<b>2 769 290</b>	<b>93 %</b>	<b>2 136 983</b>	<b>2 165 430</b>	<b>99 %</b>

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

(en MWh)	Périodes de six mois closes les 30 juin					
	2020			2019		
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
Production	3 865 390	4 146 730	93 %	3 050 458	3 069 993	99 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)	100 598	100 082	101 %	91 638	100 082	92 %
Shannon (50 %)	187 508	194 204	97 %	180 781	194 204	93 %
Flat Top (51 %)	238 316	235 990	101 %	231 126	235 990	98 %
Dokie (25,5 %)	43 366	37 216	117 %	30 887	37 216	83 %
Jimmie Creek (50,99 %)	9 024	23 678	38 %	26 221	23 678	111 %
Umbata Falls (49 %)	30 705	26 828	114 %	30 149	26 828	112 %
Viger-Denonville (50 %)	19 262	17 875	108 %	20 897	17 875	117 %
Duqueco (50 %) <sup>1</sup>	36 278	57 708	63 %	47 298	51 365	92 %
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	9 118	12 977	70 %	10 786	11 752	92 %
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	6 066	7 270	83 %	6 569	7 049	93 %
	680 241	713 828	95 %	676 352	706 039	96 %
<b>Production proportionnelle</b>	<b>4 545 631</b>	<b>4 860 558</b>	<b>94 %</b>	<b>3 726 810</b>	<b>3 776 032</b>	<b>99 %</b>

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



## INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

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

Pour lutter contre la propagation de la COVID-19, les autorités de toutes les régions où nous menons nos activités ont mis en place des mesures restrictives pour les entreprises. Cependant, ces mesures n'ont pas eu d'incidence significative sur la Société jusqu'à présent, car la production d'électricité a été considérée comme un service essentiel dans toutes les régions où nous exerçons nos activités. Seule BC Hydro a envoyé des avis de réduction en lien avec certaines centrales hydroélectriques, que la Société conteste. Notre production d'énergie renouvelable est vendue principalement par l'entremise de CAÉ à des contreparties fiables. Il n'est pas exclu que les mesures restrictives actuelles ou futures aient un effet négatif sur la stabilité financière des fournisseurs et autres partenaires de la Société, ou sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société. La délivrance de permis et d'autorisations, la négociation et la conclusion d'accords concernant des projets en développement et d'acquisition, les activités de construction et l'approvisionnement en équipements pourraient être touchés de manière défavorable par les mesures restrictives liées à la COVID-19.

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

## Information prospective dans le présent rapport de gestion

Le tableau ci-dessous présente certaines informations prospectives contenues dans le présent rapport de gestion que la Société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels, ainsi que les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

	Principaux risques et principales incertitudes
<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, et pour l'énergie solaire, l'irradiation historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée.</p> <p>La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. Cette consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques et éoliens, ainsi que de l'irradiation</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 d'électricité</p> <p>Litiges</p>

	Principaux risques et principales incertitudes
<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 les parcs éoliens Foard City, Shannon et Flat Top, le parc solaire Phoebe et la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les CAÉ prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation.</p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. La consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »</p> <p>Dépendance envers les 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 CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants</p>
<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 charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres charges (produits), la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des instruments financiers.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »</p> <p>Charges d'entretien imprévues</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 et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part du montant net des autres produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex liée aux CIP.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAlIA ajusté prévu ».</p>
<p><b>Intention de payer un dividende trimestriel</b></p> <p>La Société évalue le dividende annuel qu'elle entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAlIA ajusté prévu ».</p> <p>Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende</p>

Principaux risques et principales incertitudes

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

La Société peut faire (dans la mesure du possible) une estimation de la puissance installée potentielle, de la capacité de stockage estimée, des coûts estimés, des modalités de financement et du calendrier de développement et de construction pour chaque projet en développement ou projet potentiel fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, en plus d'information sur les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts et du calendrier de construction fournis par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) dont les services ont été retenus pour le projet.

La Société fournit des indications tenant compte d'estimations sur sa position stratégique et sa position concurrentielle actuelles, ainsi que sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses projets en développement et de ses projets potentiels, que la Société évalue compte tenu de son expérience en tant que promoteur.

Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations  
 Exécution par les principales contreparties, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs  
 Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets  
 Capacité à obtenir les terrains appropriés  
 Obtention des permis  
 Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement  
 Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants  
 Inflation plus élevée que prévue  
 Approvisionnement en matériel  
 Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement  
 Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres  
 Risques d'ordre réglementaire et politique  
 Catastrophe naturelle et cas de force majeure  
 Relations avec les parties prenantes  
 Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers  
 Résultats du processus de demande de règlements d'assurance  
 Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable  
 Capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires  
 Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures  
 Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants  
 Mesures restrictives liées à la COVID-19

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

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

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

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

Pour certains projets en développement aux États-Unis, la Société a effectué des activités sur place et hors site dans le but de les rendre admissibles pour la pleine valeur des CIP ou des CII et ainsi d'obtenir des participations au partage fiscal. Pour évaluer l'admissibilité potentielle d'un projet, la Société tient compte des travaux de construction réalisés et du moment où ils ont été réalisés. Le point de basculement attendu pour les participations au partage fiscal est déterminé en fonction des PMLT et des produits de chaque projet et est assujéti en outre aux risques connexes mentionnés ci-dessus.

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

## CHANGEMENT DE MÉTHODES COMPTABLES

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

La Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes.

#### Modifications de la définition de « significatif »

Le 31 octobre 2018, l'IASB a publié Définition du terme « significatif » (modification d'IAS 1, *Présentation des états financiers* et d'IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs*), qui clarifie la définition de ce terme et harmonise cette définition avec celle utilisée dans le Cadre conceptuel et avec les normes elles-mêmes. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2020.

#### Modifications des références au Cadre conceptuel

Conjointement avec le cadre conceptuel révisé publié en mars 2018, l'IASB a également publié Modifications des références au Cadre conceptuel dans les normes IFRS. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2020.

#### Modifications d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*

Le 22 octobre 2018, l'IASB a publié Définition d'une entreprise (modifications d'IFRS 3) qui vise à résoudre les difficultés qui surviennent lorsqu'une entité détermine si elle a acquis une entreprise ou un groupe d'actifs. Les modifications s'appliquent aux regroupements d'entreprises pour lesquels la date d'acquisition est égale ou postérieure au début de la première période de présentation de l'information financière annuelle ouverte à compter du 1er janvier 2020.

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

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

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

Au cours de la période comptable commençant le 1er avril 2020 et close le 30 juin 2020, 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 PV Salvador SpA et sa filiale entièrement détenue Empresa Eléctrica ERNC 1 S.A. 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 de PV Salvador SpA et de sa filiale entièrement détenue Empresa Eléctrica ERNC 1 S.A. sont exclus des politiques et procédures de contrôle de la Société.

Un sommaire de l'information financière de PV Salvador SpA et de sa filiale entièrement détenue Empresa Eléctrica ERNC 1 S.A. est présenté ci-après.

### Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global

	Période de 47 jours close le 30 juin 2020
Produits	1 121
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	472
Bénéfice net	376
Autres éléments du résultat global	(9)
<b>Total du résultat global</b>	<b>367</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 » pour obtenir un complément d'information.

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

	Au 30 juin 2020
Actifs courants	13 573
Actifs non courants	105 630
	<b>119 203</b>
Passifs courants	4 416
Passifs non courants	108 475
Capitaux propres	6 312
	<b>119 203</b>

## ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

### Acquisition de six parcs éoliens en Idaho, aux États-Unis

- Le 15 juillet 2020, la Société a réalisé l'acquisition de toutes les actions de catégorie B d'un portefeuille de six parcs éoliens en exploitation dans le comté d'Elmore, en Idaho, aux États-Unis (« acquisition de Mountain Air ») pour un prix d'achat de 56,8 M\$ US (77,3 M\$ CA).
- Les six parcs éoliens de 23 MW, Cold Springs, Desert Meadow, Hammett Hill, Mainline, Ryegrass et Two Ponds, ont une puissance installée totale de 138 MW et ont été entièrement mis en service en décembre 2012. Les éoliennes font présentement l'objet d'un contrat d'entretien de service complet et tous les parcs éoliens ont des contrats d'achat d'électricité avec l'Idaho Power Company, un service public d'électricité noté BBB par Standard & Poor's, pour 100 % de leur production sur une période restante d'environ 12,5 ans.
- L'acquisition de Mountain Air devrait fournir une production moyenne à long terme brute estimée à 331 GWh par an et un BAlIA ajusté prévu de 21,1 M\$ US (28,7 M\$ CA) pour 2021.
- Les actions de catégorie B devraient fournir à Innergex des flux de trésorerie supplémentaires immédiatement disponibles pour distribution représentant 62,25 % des flux de trésorerie disponibles du projet. Après la répartition des distributions en trésorerie à l'investisseur participant au partage fiscal, la somme des distributions à recevoir par Innergex s'élèverait à environ 6,1 M\$ US (8,3 M\$ CA). Les actions de catégorie A demeureront la propriété de l'investisseur participant au partage fiscal existant.
- Les facilités à long terme sans recours de 111,1 M\$ US (151,3 M\$ CA) du projet amorties sur les 12 prochaines années demeurent en place.

# COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2020	2019	2020	2019
<b>Produits</b>		150 513	144 693	282 629	271 112
<b>Charges</b>					
Exploitation		30 345	27 686	57 892	47 744
Frais généraux et administratifs		10 070	8 854	20 581	17 541
Projets potentiels		4 762	2 905	8 401	7 336
Bénéfice avant les éléments suivants :		105 336	105 248	195 755	198 491
Amortissement des immobilisations corporelles	10	46 401	36 288	89 522	72 734
Amortissement des immobilisations incorporelles		10 725	10 461	21 171	20 481
Bénéfice avant les éléments suivants :		48 210	58 499	85 062	105 276
Charges financières	5	55 248	58 259	115 578	111 230
Autres (produits) charges, montant net	6	(18 028)	552	(41 525)	1 278
Quote-part des pertes des coentreprises et des entreprises associées		12 726	142	32 780	7 032
Variation de la juste valeur des instruments financiers	8 b)	(1 015)	8 506	26 694	3 194
Perte avant impôt sur le résultat		(721)	(8 960)	(48 465)	(17 458)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat					
Exigible		964	19 627	4 890	22 051
Différé		(119)	(18 134)	(4 858)	(24 636)
		845	1 493	32	(2 585)
<b>Perte nette découlant des activités poursuivies</b>		(1 566)	(10 453)	(48 497)	(14 873)
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	4	—	17 798	—	21 364
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>		(1 566)	7 345	(48 497)	6 491
<b>(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :</b>					
Propriétaires de la société mère		(2 548)	10 779	(56 288)	4 032
Participations ne donnant pas le contrôle		982	(3 434)	7 791	2 459
		(1 566)	7 345	(48 497)	6 491
<b>Perte par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires :</b>					
Perte nette par action, de base (\$)	9	(0,02)	(0,07)	(0,36)	(0,14)
Perte nette par action, diluée (\$)	9	(0,02)	(0,07)	(0,36)	(0,14)
<b>(Perte) bénéfice par action attribuable aux propriétaires :</b>					
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (\$)	9	(0,02)	0,07	(0,36)	0,01
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (\$)	9	(0,02)	0,07	(0,36)	0,01

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
		2020	2019	2020	2019
(Perte nette) bénéfice net		(1 566)	7 345	(48 497)	6 491
<b>Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :</b>					
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger		(33 650)	(8 118)	37 967	(14 783)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	8	223	(2 496)	1 247	3 566
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	8	(23 305)	(25 039)	(115 826)	(2 748)
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie		(494)	6 383	(6 386)	4 263
Impôt différé connexe		4 936	4 443	29 104	1 348
<b>Autres éléments du résultat global découlant des activités poursuivies</b>		(52 290)	(24 827)	(53 894)	(8 354)
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	4	—	41 718	—	3 928
<b>Autres éléments du résultat global</b>		(52 290)	16 891	(53 894)	(4 426)
<b>Total du résultat global</b>		(53 856)	24 236	(102 391)	2 065
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>					
Propriétaires de la société mère		(52 887)	28 440	(110 077)	24 103
Participations ne donnant pas le contrôle		(969)	(4 204)	7 686	(22 038)
		(53 856)	24 236	(102 391)	2 065

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



# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		30 juin 2020	31 décembre 2019
	Notes		
<b>ACTIFS</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		228 978	156 224
Liquidités soumises à restrictions		33 800	39 451
Débiteurs		90 383	92 265
Instruments financiers dérivés	8	11 893	5 419
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	10	74 874	—
Charges payées d'avance et autres		18 706	12 273
<b>Total des actifs courants</b>		<b>458 634</b>	<b>305 632</b>
<b>Actifs non courants</b>			
Immobilisations corporelles	10	4 832 508	4 620 025
Immobilisations incorporelles		680 169	682 227
Frais de développement liés aux projets		25 548	11 135
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		482 036	511 899
Instruments financiers dérivés	8	81 116	78 251
Actifs d'impôt différé		37 951	30 264
Goodwill		68 991	60 666
Autres actifs non courants		98 108	72 005
<b>Total des actifs non courants</b>		<b>6 306 427</b>	<b>6 066 472</b>
<b>Total des actifs</b>		<b>6 765 061</b>	<b>6 372 104</b>
<b>PASSIFS</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Fournisseurs et autres créditeurs		192 588	176 157
Instruments financiers dérivés	8	83 210	51 093
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs		447 771	414 103
<b>Total des passifs courants</b>		<b>723 569</b>	<b>641 353</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Instruments financiers dérivés	8	200 305	112 625
Prêts et emprunts à long terme		3 971 612	4 281 586
Autres passifs		361 625	292 421
Passifs d'impôt différé		410 259	428 793
<b>Total des passifs non courants</b>		<b>4 943 801</b>	<b>5 115 425</b>
<b>Total des passifs</b>		<b>5 667 370</b>	<b>5 756 778</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		1 084 685	604 384
Participations ne donnant pas le contrôle		13 006	10 942
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>1 097 691</b>	<b>615 326</b>
<b>Total des passifs et des capitaux propres</b>		<b>6 765 061</b>	<b>6 372 104</b>

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de six mois close le 30 juin 2020	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	Actions privilégiées	Débitures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2020	97 215	1 268 311	131 069	2 869	(879 849)	(15 231)	604 384	10 942	615 326
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(56 288)	—	(56 288)	7 791	(48 497)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(53 789)	(53 789)	(105)	(53 894)
Total du résultat global	—	—	—	—	(56 288)	(53 789)	(110 077)	7 686	(102 391)
Actions ordinaires émises le 6 février 2020 : placement privé	660 870	—	—	—	—	—	660 870	—	660 870
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 632 \$)	(1 732)	—	—	—	—	—	(1 732)	—	(1 732)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	2 695	—	—	—	—	—	2 695	—	2 695
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 12 b))	(754 355)	754 355	—	—	—	—	—	—	—
Paiements fondés sur des actions	—	39	—	—	—	—	39	—	39
Exercice d'options sur actions ordinaires	250	(1 122)	—	—	—	—	(872)	—	(872)
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 046	—	—	—	—	—	1 046	—	1 046
Achat d'actions - Régime d'actions liées au rendement	(6 008)	—	—	—	—	—	(6 008)	—	(6 008)
Actions émises aux termes du régime d'unités d'actions différées	20	—	—	—	—	—	20	—	20
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(62 709)	—	(62 709)	—	(62 709)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(2 971)	—	(2 971)	—	(2 971)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(5 622)	(5 622)
Solde au 30 juin 2020	1	2 021 583	131 069	2 869	(1 001 817)	(69 020)	1 084 685	13 006	1 097 691

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de six mois close le 30 juin 2019	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	Actions privilégiées	Déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2019	6 546	1 272 604	131 069	3 976	(748 890)	(35 513)	629 792	329 769	959 561
Bénéfice net	—	—	—	—	4 032	—	4 032	2 459	6 491
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	20 071	20 071	(24 497)	(4 426)
Reclassement des pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies	—	—	—	—	(378)	378	—	—	—
Total du résultat global	—	—	—	—	3 654	20 449	24 103	(22 038)	2 065
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	2 039	—	—	—	—	—	2 039	—	2 039
Paiements fondés sur des actions	—	34	—	—	—	—	34	—	34
Exercice d'options sur actions ordinaires	1 181	(4 256)	—	—	—	—	(3 075)	—	(3 075)
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 057	—	—	—	—	—	1 057	—	1 057
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(218)	(218)
Cession de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(260 846)	(260 846)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	49 629	49 629
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(46 733)	—	(46 733)	—	(46 733)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(2 971)	—	(2 971)	—	(2 971)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(10 379)	(10 379)
Solde au 30 juin 2019	10 823	1 268 382	131 069	3 976	(794 940)	(15 064)	604 246	85 917	690 163

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

# TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2020	2019	2020	2019
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>					
(Perte nette) bénéfice net		(1 566)	7 345	(48 497)	6 491
Bénéfice net découlant des activités abandonnées		—	(17 798)	—	(21 364)
Perte nette découlant des activités poursuivies		(1 566)	(10 453)	(48 497)	(14 873)
Éléments sans effet sur la trésorerie :					
Amortissements		57 126	46 749	110 693	93 215
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées		12 726	142	32 780	7 032
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	8	2 569	8 506	12 819	3 194
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal		(17 200)	—	(34 482)	—
Autres		194	83	212	(80)
Charges financières		55 248	58 259	115 578	111 230
Charges financières payées	13 b)	(52 236)	(48 492)	(89 551)	(85 781)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		3 021	3 647	8 145	6 920
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat		845	1 493	32	(2 585)
Impôt sur le résultat payé		(1 142)	(1 929)	(2 662)	(3 477)
Incidence de la variation des taux de change		(364)	2 252	(3 017)	2 963
		59 221	60 257	102 050	117 758
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	13 a)	14 250	16 372	(9 546)	947
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies		73 471	76 629	92 504	118 705
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées		—	2 580	—	13 122
		73 471	79 209	92 504	131 827
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>					
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(30 332)	(23 787)	(56 010)	(46 900)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(5 622)	(4 168)	(5 622)	(7 250)
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	13 c)	234 752	517 439	305 677	683 332
Remboursement de la dette à long terme	13 c)	(51 663)	(512 871)	(619 021)	(553 766)
Paiement d'obligations locatives		(112)	(1 464)	(555)	(3 014)
Achat d'actions ordinaires détenues en fiducie en vertu du régime d'ALR		(2 904)	—	(6 008)	—
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		(359)	—	658 506	—
Paiement des retenues à la source à la suite de l'exercice d'options sur actions		(852)	—	(852)	(3 075)
Entrées de trésorerie liées aux activités de financement découlant des activités poursuivies		142 908	(24 851)	276 115	69 327
Entrées de trésorerie liées aux activités de financement découlant des activités abandonnées		—	20 689	—	20 059
		142 908	(4 162)	276 115	89 386
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>					
Acquisition d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	3	(89 781)	—	(89 781)	—
Produit de la vente d'entreprises, déduction faite des coûts de transaction (6 634 \$) et du montant de trésorerie cédé (13 877 \$)	4	—	383 889	—	383 889
Variation des liquidités soumises à des restrictions		2 835	(34 125)	6 905	(39 022)
Fonds nets investis dans les comptes de réserve		(3 221)	(1 091)	(5 177)	(2 124)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(121 378)	(421 068)	(171 232)	(519 341)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(21 823)	(1 689)	(23 636)	(2 444)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		—	(524)	—	(524)
Ajouts aux autres actifs non courants		(19 930)	(11)	(19 994)	(26)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		—	6	—	608
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies		(253 298)	(74 613)	(302 915)	(178 984)
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées		—	(13 395)	—	(31 957)
		(253 298)	(88 008)	(302 915)	(210 941)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(5 111)	(553)	7 050	(1 236)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(42 030)	(13 514)	72 754	9 036
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		271 008	97 972	156 224	79 586
Plus : Trésorerie et équivalents de trésorerie détenus en vue de la vente à l'ouverture de la période		—	4 164	—	—
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>		<b>228 978</b>	<b>88 622</b>	<b>228 978</b>	<b>88 622</b>

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 13.

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non 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 et d'installations de stockage d'énergie qui concentre ses activités principalement dans les secteurs hydroélectrique, éolien et solaire. Le siège social de la Société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10e étage, Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9.

Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités, qui n'ont pas été audités par les auditeurs indépendants de la Société, ont été approuvés par le conseil d'administration le 4 août 2020.

Les produits de la Société varient selon la saison et sont habituellement à leur niveau le plus élevé au deuxième trimestre en raison de la période de la fonte des neiges et à leur niveau le plus bas au premier trimestre en raison des températures froides. Par conséquent, les résultats des périodes intermédiaires ne devraient pas être considérés comme représentatifs des résultats d'un exercice complet.

## 1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

### Déclaration de conformité

Ces états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). Les états financiers intermédiaires consolidés résumés sont conformes à IAS 34, *Information financière intermédiaire*. Sauf comme il est décrit ci-après, les méthodes comptables ainsi que les méthodes d'application sont les mêmes que celles décrites dans le plus récent rapport annuel de la Société. Toutefois, les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ne comprennent pas toutes les informations à fournir en vertu des IFRS et, par conséquent, ils devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés audités et aux notes annexes du plus récent rapport annuel de la Société.

### Base d'évaluation

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été établis au coût historique, sauf pour ce qui est de certains instruments financiers. 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 intermédiaires consolidés résumés non audités sont présentés en dollars canadiens, soit la monnaie fonctionnelle de la Société.

## 2. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

### Changements de méthodes comptables

La Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes, lesquelles n'ont pas eu d'incidence importante sur les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités.

#### **Modifications de la définition de « significatif »**

Le 31 octobre 2018, l'IASB a publié Définition du terme « significatif » (modification d'IAS 1, *Présentation des états financiers*, et d'IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs*), qui clarifie la définition de ce terme et harmonise cette définition avec celle utilisée dans le Cadre conceptuel et avec les normes elles-mêmes. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2020.

#### **Modifications des références au Cadre conceptuel**

Conjointement avec le cadre conceptuel révisé publié en mars 2018, l'IASB a également publié Modifications des références au Cadre conceptuel dans les normes IFRS. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2020.

#### **Modifications d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises***

Le 22 octobre 2018, l'IASB a publié Définition d'une entreprise (modifications d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*) qui vise à résoudre les difficultés qui surviennent lorsqu'une entité détermine si elle a acquis une entreprise ou un groupe d'actifs. Les modifications s'appliquent aux regroupements d'entreprises pour lesquels la date d'acquisition est égale ou postérieure au début de la première période de présentation de l'information financière annuelle ouverte à compter du 1er janvier 2020.

### 3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

#### Acquisition de PV Salvador SPA

Le 14 mai 2020, la Société a acquis toutes les actions en circulation de PV Salvador SpA (« Salvador »), un parc solaire photovoltaïque situé au Chili, y compris des contrats de couverture du prix de l'électricité basés sur la demande d'une durée de 11 ans couvrant une production totale d'électricité de 54,6 GWh par année par l'intermédiaire de la filiale entièrement détenue de Salvador Empresa Eléctrica ERNC 1 S.A., une société de commerce d'électricité. Salvador a été acquise contre une contrepartie en trésorerie totale de 66 051 \$ US (92 953 \$), financée entièrement par les facilités de crédit renouvelables de la Société. L'acquisition de Salvador a permis d'ajouter une puissance installée brute additionnelle de 68 MW au portefeuille de la Société.

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 83 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres (produits) charges au compte consolidé de résultat.

Le placement a été comptabilisé comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus au compte consolidé résumé de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et le bénéfice net présentés au compte consolidé résumé de résultat se sont chiffrés à 1 121 \$ et à 376 \$, respectivement, pour la période de 47 jours close le 30 juin 2020. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2020, les produits et le bénéfice net consolidés auraient augmenté de 5 422 \$ et de 253 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2020 au 30 juin 2020.

Le tableau suivant reflète les montants initialement comptabilisés des actifs nets acquis et des passifs nets repris, à la juste valeur, à la date de l'acquisition.

	Comptabilisation initiale de l'acquisition	
	En \$ US	En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 254	3 172
Débiteurs	2 527	3 061
Charges payées d'avance et autres	1 253	2 258
Immobilisations corporelles	43 361	61 022
Immobilisations incorporelles	3 323	4 676
Instruments financiers dérivés	18 694	26 308
Goodwill	5 048	7 104
Fournisseurs et autres créditeurs	(2 279)	(3 207)
Autres passifs	(3 082)	(4 337)
Passifs d'impôt différé	(5 048)	(7 104)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>66 051</b>	<b>92 953</b>

Le goodwill est attribuable aux passifs d'impôt différé sur les couvertures du prix de l'électricité acquise et n'est pas déductible aux fins de l'impôt.

## 4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 23 mai 2019, la Société a vendu sa filiale en propriété exclusive Magma Energy Sweden A.B., qui détenait une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf (« HS Orka »), à Jarðvarmi slhf. Le tableau suivant présente un sommaire du bénéfice net découlant des activités abandonnées pour les périodes de 53 jours et de 143 jours closes le 23 mai 2019 :

	Période de 53 jours close le 23 mai 2019	Période de 143 jours close le 23 mai 2019
Produits	13 412	40 006
Charges	18 225	39 677
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(1 434)	(3 718)
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat	(3 379)	4 047
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(966)	(40)
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées avant les éléments suivants :	(2 413)	4 087
Profit sur la vente de la filiale	(20 211)	(17 277)
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	17 798	21 364
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	41 718	3 928
<b>Total du résultat global découlant des activités abandonnées</b>	<b>59 516</b>	<b>25 292</b>
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	18 567	19 231
Participations ne donnant pas le contrôle	(769)	2 133
	17 798	21 364
Total du résultat global découlant des activités abandonnées attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	58 433	42 381
Participations ne donnant pas le contrôle	1 083	(17 089)
	59 516	25 292
Bénéfice net par action découlant des activités abandonnées		
Bénéfice net par action, de base (\$)	0,14	0,15
Bénéfice net par action, dilué (\$)	0,14	0,15



## 5. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de trois mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	43 275	44 876	86 526	92 038
Charge d'intérêts sur les débetures convertibles	3 396	2 851	6 874	5 683
Charges d'intérêts sur le financement lié aux investisseurs participant au partage fiscal	6 532	—	12 988	—
Intérêts sur les obligations locatives	1 061	500	2 265	1 012
Produits d'intérêts sur les actions privilégiées	(2 962)	—	(2 962)	—
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	(2 211)	4 989	(1 795)	3 946
Amortissement des frais de financement	2 356	2 524	4 781	4 321
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme	668	607	1 349	634
Charges de désactualisation des autres passifs	1 157	873	2 479	1 749
Autres	1 976	1 039	3 073	1 847
	55 248	58 259	115 578	111 230

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

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(5 080)	—	(11 430)	—
Crédits d'impôt sur la production	(12 120)	—	(23 052)	—
Profit réalisé sur les contreparties conditionnelles	(945)	—	(945)	—
Coûts de restructuration	166	—	450	—
Autres, montant net	(49)	552	(6 548)	1 278
	(18 028)	552	(41 525)	1 278

### **Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal**

Dans les structures de participation fiscale, une partie des attributs fiscaux générés par un projet d'énergie renouvelable, tels que le bénéfice (la perte) imposable, y compris l'amortissement fiscal accéléré dans le cadre du système de recouvrement accéléré des coûts modifié des États-Unis (Modified Accelerated Cost Recovery System ou « MACRS »), est attribuée aux investisseurs participant au partage fiscal et appliquée au financement de participation fiscale connexe en tant que remboursement de capital. Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal et imputés en tant que remboursement du capital sur le financement de partage fiscal se sont élevés à 5 080 \$ et à 11 430 \$, respectivement, et se rapportent au parc éolien Foard City et au parc solaire Phoebe mis en service en 2019, lesquels ont fait l'objet d'un amortissement fiscal accéléré dans le cadre du MACRS, ainsi qu'aux projets solaires Kokomo et Spartan.

### **Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)**

Certains projets sont admissibles à des incitatifs fiscaux d'énergie renouvelable aux États-Unis, tels que les CIP, qui sont obtenus lorsque la production a lieu. Dans les structures de participation fiscale, la partie de ces attributs fiscaux qui est allouée aux investisseurs participant au partage fiscal est appliquée au financement de la structure de participation fiscale connexe en tant que remboursement de capital. Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, les CIP gagnés et appliqués en tant que paiement de capital au financement de partage fiscal se sont élevés à 12 120 \$ et à 23 052 \$, respectivement, et se rapportaient au parc éolien Foard City mis en service en 2019.

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

### Innavik

Le projet hydroélectrique Innavik est en voie d'obtenir du financement pour la construction à venir. Afin d'atténuer le risque de fluctuations des taux d'intérêt pendant le processus de négociation, ce qui aurait une incidence sur le coût du financement futur et le taux de rendement projeté du projet, Innavik a conclu, entre le 20 février 2020 et le 6 mars 2020, sept contrats à terme sur obligations échéant le 20 août 2020 d'une valeur nominale totale de 58 000 \$ d'obligations du gouvernement du Canada à 2,75 % échéant le 1er décembre 2048. Les contrats à terme sur obligations sont des dérivés financiers et sont évalués à la juste valeur, les variations étant comptabilisées dans le résultat net de la coentreprise.

## 8. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

### a. Situation financière

Le tableau suivant présente un rapprochement entre les soldes d'ouverture et de clôture des instruments financiers dérivés (se reporter à la note 14 pour obtenir plus de renseignements sur les informations à fournir à l'égard de la gestion des risques financiers et de la juste valeur) :

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Dérivés de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couverture du prix de l'électricité et de base (niveau 3)	Conversion des prêts intragroupe <sup>1</sup>	Total
Au 1er janvier 2020	(24 269)	(83 536)	27 757	—	(80 048)
Dérivés acquis dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 3)	—	—	26 308	—	26 308
Variation de la juste valeur comptabilisée dans le compte consolidé de résultat - partie non réalisée <sup>2</sup>	5 170	(985)	(26 556)	9 552	(12 819)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	1 247	(113 671)	(2 155)	—	(114 579)
Écarts de change, montant net	—	(12)	196	(9 552)	(9 368)
Au 30 juin 2020	(17 852)	(198 204)	25 550	—	(190 506)

1. La réévaluation, en dollars canadiens, de prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère a donné lieu à un profit de 9 552 \$. Au moment de la consolidation, bien que les prêts intragroupe soient éliminés de l'état consolidé résumé de la situation financière, les états de la situation financière des filiales étrangères, y compris le solde de leurs prêts à la société, sont convertis en dollars canadiens, les écarts de conversion étant comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ce qui n'élimine donc pas le profit comptabilisé dans le compte consolidé résumé de résultat.

2. Il y a lieu de se reporter à la note 8 b) pour obtenir un rapprochement de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le compte consolidé résumé de résultat.

Présentés dans les états consolidés résumés de la situation financière :

Aux	30 juin 2020	31 décembre 2019
Actifs courants	11 893	5 419
Actifs non courants	81 116	78 251
Passifs courants	(83 210)	(51 093)
Passifs non courants	(200 305)	(112 625)
	(190 506)	(80 048)

## b. Variation de la juste valeur des instruments comptabilisée dans le compte consolidé de résultat

Présentés dans le compte consolidé de résultat :

(Profit) perte	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	2 569	8 506	12 819	3 194
Partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers				
Profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	(2 768)	—	(4 967)	—
(Profit réalisé) perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(816)	—	18 842	—
<b>Variation de la juste valeur des instruments financiers comptabilisée dans le compte consolidé de résultat</b>	<b>(1 015)</b>	<b>8 506</b>	<b>26 694</b>	<b>3 194</b>

## 9. BÉNÉFICE PAR ACTION

De base	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019 Activités poursuivies <sup>1</sup>	2020	2019 Activités poursuivies <sup>1</sup>
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(2 548)	(7 788)	(56 288)	(15 199)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 485)	(2 971)	(2 971)
<b>Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>(4 033)</b>	<b>(9 273)</b>	<b>(59 259)</b>	<b>(18 170)</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	173 671	133 417	166 676	133 143
<b>Perte nette par action, de base (\$)</b>	<b>(0,02)</b>	<b>(0,07)</b>	<b>(0,36)</b>	<b>(0,14)</b>

<sup>1</sup> Le bénéfice net découlant des activités abandonnées attribuable aux propriétaires de la société mère pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2019 s'est chiffré à 18 567 \$ et à 19 231 \$, ou à 0,14 \$ et à 0,15 \$ par action, respectivement. Le bénéfice net total attribuable aux actionnaires ordinaires pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2019 s'est établi à 9 294 \$ et à 1 061 \$, ou à 0,07 \$ et à 0,01 \$ par action, respectivement.

Dilué	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019 Activités poursuivies <sup>1</sup>	2020	2019 Activités poursuivies <sup>1</sup>
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(4 033)	(9 273)	(59 259)	(18 170)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	173 671	133 417	166 676	133 143
<b>Perte nette par action, diluée (\$)</b>	<b>(0,02)</b>	<b>(0,07)</b>	<b>(0,36)</b>	<b>(0,14)</b>

<sup>1</sup> Le bénéfice net découlant des activités abandonnées attribuable aux propriétaires de la société mère pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2019 s'est chiffré à 18 567 \$ et à 19 231 \$, ou à 0,14 \$ et à 0,15 \$ par action, respectivement. Le bénéfice net total attribuable aux actionnaires ordinaires pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2019 s'est établi à 9 294 \$ et à 1 061 \$, ou à 0,07 \$ et à 0,01 \$ par action, respectivement.

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Actions pouvant être émises à partir des instruments de capitaux propres suivants qui sont exclues des éléments dilutifs (en milliers) :				
Incidence des options sur actions	508	918	508	918
Incidence des actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	557	131	557	131
Incidence des débentures convertibles	13 777	14 167	13 777	14 167
	14 842	15 216	14 842	15 216

## 10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
<b>Coût</b>							
Au 1er janvier 2020	120 809	2 091 034	2 514 434	466 078	102 952	32 462	5 327 769
Ajouts <sup>1</sup>	52 772	226	735	1 407	176 137	379	231 656
Crédits d'impôt à l'investissement <sup>2</sup>	—	—	—	—	(76 753)	—	(76 753)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	660	—	—	60 362	—	—	61 022
Transfert provenant des projets en développement	—	—	—	—	9 819	—	9 819
Cessions	—	—	(325)	—	—	—	(325)
Autres modifications	(14 536)	(7)	8 925	1 260	—	916	(3 442)
Écarts de change, montant net	4 775	474	61 136	15 009	4 366	230	85 990
<b>Au 30 juin 2020</b>	<b>164 480</b>	<b>2 091 727</b>	<b>2 584 905</b>	<b>544 116</b>	<b>216 521</b>	<b>33 987</b>	<b>5 635 736</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1er janvier 2020	(4 672)	(310 000)	(328 004)	(50 593)	—	(14 475)	(707 744)
Amortissement <sup>3</sup>	(2 689)	(19 935)	(55 672)	(10 797)	—	(859)	(89 952)
Cessions	—	—	152	—	—	—	152
Écarts de change, montant net	(163)	59	(4 215)	(309)	—	(1 056)	(5 684)
<b>Au 30 juin 2020</b>	<b>(7 524)</b>	<b>(329 876)</b>	<b>(387 739)</b>	<b>(61 699)</b>	<b>—</b>	<b>(16 390)</b>	<b>(803 228)</b>
<b>Valeur comptable au 30 juin 2020<sup>4</sup></b>	<b>156 956</b>	<b>1 761 851</b>	<b>2 197 166</b>	<b>482 417</b>	<b>216 521</b>	<b>17 597</b>	<b>4 832 508</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 2 039 \$.
- Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2020, la Société a accumulé 54 941 \$ US (76 753 \$) en crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec la construction du projet solaire Hillcrest, lesquels ont été reconnus en tant que réduction du coût des immobilisations corporelles de Hillcrest. Au 30 juin 2020, le solde des montants recouvrables au titre des crédits d'impôt à l'investissement s'établissait à 54 941 \$ US (74 874 \$).
- Une tranche de 430 \$ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.
- Les immobilisations corporelles comprennent des actifs au titre de droits d'utilisation d'une valeur comptable de 160 838 \$ (montants de 153 157 \$, de 106 \$ et de 7 575 \$ se rapportant respectivement aux terrains, aux centrales hydroélectriques et à d'autres éléments) aux termes de contrats de location.

## 11. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

### a. Dette d'entreprise

#### Facilité de crédit à terme renouvelable

En février 2020, la Société a entièrement remboursé la facilité de crédit à terme renouvelable au moyen du produit tiré du placement privé d'Hydro-Québec dans les actions ordinaires de la Société (voir la note 12 a)). Par suite du remboursement, des prélèvements supplémentaires de 181 996 \$ ont été effectués afin de soutenir les acquisitions d'entreprises et les activités de construction et d'exploitation de la Société. Le solde s'élevait à 181 996 \$ au 30 juin 2020 (490 996 \$ au 31 décembre 2019).

### b. Clôture du financement du projet solaire Hillcrest

Le 7 mai 2020, la Société a conclu une entente de construction et de crédit à long terme pour le projet solaire Hillcrest.

L'entente de crédit comporte deux facilités :

- un emprunt de construction à terme de 82 000 \$ US (115 817 \$) portant intérêt au LIBOR majoré de 1,75 % et arrivant à échéance en 2027. Au 30 juin 2020, un montant de 50 999 \$ US (69 501 \$) avait été prélevé. Après le début de la mise en service commercial, l'emprunt de construction sera converti en un emprunt à terme de 7 ans portant intérêt au LIBOR majoré de 2,25 % pendant les quatre premières années et au LIBOR majoré de 0,125 % par la suite jusqu'à l'échéance. L'exposition liée à la variabilité des taux d'intérêt a été neutralisée au moyen d'un swap de taux d'intérêt qui entre en vigueur le 31 décembre 2020, faisant en sorte que le taux d'intérêt soit fixé à 0,945 %.
- un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 109 800 \$ US (155 082 \$) portant intérêt au LIBOR majoré de 1,75 % et arrivant à échéance en 2027. Au 30 juin 2020, un montant de néant avait été prélevé. Après le début de la mise en service commercial, le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal sera remboursé à l'aide du produit de la contrepartie reçue de l'investisseur participant au partage fiscal.

### c. Clôture du financement du projet Yonne II

Le 26 mai 2020, Éoles-Yonne S.A.S., filiale de la Société, a conclu une modification de sa convention de crédit pour le financement du projet de parc éolien Yonne II, une extension du parc éolien Yonne. L'emprunt lié au projet Yonne II, d'un engagement total de 12 767 € (19 347 \$), comprend :

- un emprunt de 5 425 € portant intérêt à un taux fixe de 1,45 % et remboursable en versements trimestriels à compter de décembre 2021 et arrivant à échéance en mars 2039.
- un emprunt de 5 425 € portant intérêt à un taux fixe de 1,65 % et remboursable en versements trimestriels à compter de décembre 2021 et arrivant à échéance en mars 2039.
- une facilité de crédit renouvelable à court terme de 1 600 € pour financer les taxes sur la valeur ajoutée au cours de l'étape de la construction.
- des crédits et garanties supplémentaires par rapport à la convention de crédit initiale de 317 €.

Le solde s'élevait à 2 422 € (3 707 \$) au 30 juin 2020.

## 12. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

### a. Alliance stratégique et placement privé avec Hydro-Québec

Le 6 février 2020, Hydro-Québec a investi 660 870 \$ par l'intermédiaire d'un placement privé des actions ordinaires de la Société, à un prix de 19,08 \$ par action, ce qui représente un total de 34 636 823 actions (19,9 % des actions ordinaires émises et en circulation sur une base non diluée).

### 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 12 mai 2020. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires de 754 355 \$ et à une augmentation correspondante du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.

### c. Rachat d'actions ordinaires et d'actions privilégiées

Le 21 mai 2020, la Société a reçu de la Bourse de Toronto (TSX) l'autorisation d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires (la « nouvelle offre »). Conformément à cette nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,15 % des 174 234 629 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. La Société pouvait racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 68 000 de ses actions privilégiées de série A, ce qui représente environ 2 % des 3 400 000 actions de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. Finalement, la Société pouvait racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 40 000 de ses actions privilégiées de série C, ce qui représente environ 2 % des 2 000 000 d'actions de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2020 et prendra fin le 23 mai 2021. Au 30 juin 2020, aucune action ordinaire ni aucune action privilégiée n'avait été rachetée et annulée.

### d. Rémunération fondée sur des titres de capitaux propres

#### *Régime d'option sur actions*

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, 137 262 et 279 201 options ont été exercées, respectivement, ce qui a donné lieu à l'émission de 43 566 et de 93 934 actions ordinaires, respectivement. La différence entre les options exercées et les actions émises découle de l'exercice des options sans décaissement par les porteurs et des retenues à la source assumées par la Société, comme l'autorise le régime d'options sur actions et le conseil d'administration. En outre, au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, 2 673 options ont expiré.

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2020, 5 000 options et 51 895 options, respectivement, ont été attribuées. Les droits rattachés aux options sur actions attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis pendant un délai de quatre ans suivant la date d'attribution. Les options doivent être exercées avant le 2 mars 2027 à un prix d'exercice de 20,52 \$.

### e. Dividendes déclarés sur les actions ordinaires

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin	
	2020	2019
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,175



## Dividendes déclarés sur les actions ordinaires non comptabilisés à la clôture de la période de présentation de l'information financière

Les dividendes suivants seront versés par la Société le 15 octobre 2020 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (\$)	Dividende par action privilégiée de série A (\$)	Dividendes par action privilégiée de série C (\$)
04/08/2020	30/09/2020	15/10/2020	0,1800	0,2255	0,359375

## 13. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

### a. Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Débiteurs	2 411	(18 931)	3 885	(1 806)
Charges payées d'avance et autres	(3 645)	1 359	(6 015)	(526)
Fournisseurs et autres créditeurs	15 484	33 944	(7 416)	3 279
	14 250	16 372	(9 546)	947

### b. Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(52 212)	(48 259)	(88 517)	(85 315)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(24)	(233)	(1 034)	(466)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(1 080)	(2 865)	(1 508)	(5 859)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(531)	(822)	(531)	(1 293)
Total des charges financières	(53 847)	(52 179)	(91 590)	(92 933)

#### Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :

Variation des immobilisations corporelles impayées	16 118	49 013	5 338	119 999
Variation des coûts de développement de projets impayés	—	41	—	(711)
Actions ordinaires émises par suite de l'exercice d'options sur actions	113	—	250	1 181
Actions dont les droits ont été acquis dans le régime d'ALR	—	—	1 046	1 057
Distributions non versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales <sup>1</sup>	—	(3 263)	—	47
Réévaluation des autres passifs	37 292	25 872	2 854	25 872
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	2 492	1 059	2 695	2 039
Nouvelles obligations locatives	742	—	52 776	—
Ajustements de clôture impayés liés à la vente de HS Orka	—	3 327	—	3 327
Retenue d'impôt impayée sur l'exercice des options sur actions	(512)	—	—	—
Crédit d'impôt à l'investissement	76 753	—	76 753	—

1. Pour le semestre clos le 30 juin 2019, les distributions impayées relatives à HSO ont été incluses dans les passifs détenues en vue de la vente.

### c. Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Variations de la dette à long terme</b>				
Dette à long terme au début de la période	3 994 269	4 469 724	4 412 842	4 470 252
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente	—	—	—	(96 515)
Augmentation de la dette à long terme	244 008	531 149	314 933	697 969
Remboursement de la dette à long terme	(51 663)	(512 871)	(619 021)	(553 766)
Paiement des frais de financement différés	(9 256)	(13 710)	(9 256)	(14 637)
Attributs fiscaux	(5 080)	—	(11 430)	—
Crédits d'impôt sur la production	(12 120)	—	(23 052)	—
Autres charges financières hors trésorerie	6 830	15 677	16 299	18 004
Écarts de change, montant net	(33 515)	(19 373)	52 158	(50 711)
Dette à long terme à la fin de la période	4 133 473	4 470 596	4 133 473	4 470 596
<b>Variations des débetures convertibles</b>				
Débetures convertibles au début de la période	279 438	239 339	278 827	238 648
Désactualisation des débetures convertibles	619	699	1 230	1 390
Débetures convertibles à la fin de la période	280 057	240 038	280 057	240 038

## 14. INFORMATIONS À FOURNIR À L'ÉGARD DE LA GESTION DES RISQUES FINANCIERS ET DE LA JUSTE VALEUR

### Informations à fournir à l'égard de la juste valeur

#### Swaps de taux d'intérêt

La juste valeur est évaluée comme étant la valeur actualisée des flux de trésorerie prévus. Les flux de trésorerie prévus sont actualisés au moyen d'une courbe de rendement conçue à partir de sources semblables qui reflète le taux de référence interbancaire pertinent utilisé par les intervenants du marché à cette fin pour fixer le prix des swaps de taux d'intérêt. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie.

#### Contrats de change à terme

La juste valeur est évaluée comme étant la valeur actualisée des flux de trésorerie prévus, qui représente la différence entre la valeur du contrat à l'échéance et la valeur établie selon le taux de change que l'institution financière utiliserait si elle renégociait en date de l'état de la situation financière le même contrat. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie, ce qui tient compte des ententes de compensation, le cas échéant.

## Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base

Le calcul de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité et des couvertures de base donne lieu à une incertitude de mesure, car les courbes de prix de l'électricité sont établies selon diverses méthodes et hypothèses qui tiennent compte de certaines données non observables. Au 30 juin 2020, les prix de l'électricité à terme utilisés dans le calcul de la juste valeur étaient les suivants :

En ce qui a trait à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 10,12 \$ US à 116,65 \$ US le MWh entre le 1er juillet 2020 et le 30 juin 2031.

En ce qui a trait aux couvertures du prix de l'électricité de Salvador, les prix à terme de l'électricité du point d'injection de Polpaico devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 16,65 \$ US à 106,68 \$ US le MWh entre le 1er juillet 2020 et le 30 juin 2031.

En ce qui concerne la couverture de base de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 10,12 \$ US à 116,65 \$ US le MWh entre le 1er juillet 2020 et le 31 décembre 2021, tandis que les prix de l'électricité à terme du point d'injection de Phoebe sont calculés en utilisant un écart historique par rapport au réseau ERCOT South de 30,68 \$ US par MWh.

De plus amples informations sont fournies ci-dessous en ce qui concerne la méthodologie utilisée pour établir les courbes des prix à terme de l'électricité.

**Couverture du prix de l'électricité de Phoebe :** La juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est tirée des prix à terme de l'électricité qui ne sont pas établis en fonction des données observables du marché pour l'ensemble de la période contractuelle. Les courbes des prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South sont conçues en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) les prix mensuels observables du marché jusqu'en décembre 2024 pour le réseau ERCOT South, obtenus des données ouvertes sur les taux d'intérêt de l'Intercontinental Exchange (ICE); 2) les prix cotés obtenus de l'ICE jusqu'en décembre 2030; et 3) pour les six mois restant jusqu'en juin 2031, un taux de rendement thermique 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, ajustés pour tenir compte de la saisonnalité observée pour l'année civile 2021.

**Couvertures du prix de l'électricité de Salvador :** La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité est tirée des prévisions des prix à terme de l'électricité, lesquelles ne sont pas établies en fonction des données observables du marché. Ces prévisions sont établies à partir de diverses hypothèses en fonction des prix historiques du marché, de l'offre, de la demande et des volumes de congestion observés sur le réseau chilien, ainsi que de modèles économétriques.

**Couverture de base de Phoebe :** La juste valeur de la couverture de base est tirée des prix à terme de l'électricité observables du réseau ERCOT South pour la durée de la période du contrat et d'une courbe des prix à terme du point d'injection de Phoebe conçue en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South pour la durée de la période du contrat, 2) l'écart historique entre les prix du réseau ERCOT South et du point d'injection de Phoebe depuis juillet 2019 (la « période observable ») et 3) l'écart historique antérieur à juillet 2019 entre les prix du réseau ERCOT South et une approximation pour le point d'injection de Phoebe, après ajustement en fonction du différentiel de prix moyen entre le point d'injection de Phoebe et son approximation au cours de la période observable.

La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société ou de la contrepartie.

Les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé sont comptabilisées dans les comptes consolidés résumés de résultat, à titre de partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers.

### Sensibilité

**Couverture du prix de l'électricité de Phoebe :** Une variation raisonnablement possible de plus (moins) 10 % à la date de clôture des prix à terme d'ERCOT South aurait entraîné une augmentation (une diminution) des sorties prévues de la branche flottante de la couverture du prix de l'électricité et donc un déplacement de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe et de la perte nette de moins (plus) 28 075 \$. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

**Couvertures du prix de l'électricité de Salvador :** Une variation raisonnablement possible de plus (moins) 10 % à la date de clôture des prix à terme du point d'injection de Polpaico aurait entraîné une augmentation (une diminution) des sorties prévues de la branche flottante des swaps sur l'énergie et donc un déplacement des justes valeurs globales des swaps sur l'énergie de Salvador et de la perte nette de moins (plus) 1 458 \$. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

**Couverture de base de Phoebe :** Une variation raisonnablement possible de plus (moins) 10 % à la date de clôture des écarts entre les prix du point d'injection de Phoebe et du réseau ERCOT South aurait entraîné une augmentation (une diminution) des sorties et donc un déplacement de la juste valeur de la couverture de base et de la perte nette de moins (plus) 3 643 \$. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

## Gestion des risques financiers

La société est exposée à divers risques financiers, soit le risque de marché (par exemple, taux d'intérêt, taux de change, prix de l'énergie et autres), le risque de crédit et le risque de liquidité. L'objectif de la Société en matière de gestion des risques financiers est de garantir le taux de rendement interne à long terme de ses projets énergétiques en atténuant l'incertitude liée à la fluctuation de certaines variables clés.

La direction est responsable de l'établissement de contrôles et de procédures visant à garantir que les risques financiers sont gérés à des niveaux acceptables. La Société n'a pas recours à des instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

### 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 découlant de variations des cours du marché. Le risque de marché comprend le risque de taux d'intérêt, le risque de change et le risque lié au prix de l'électricité.

Le risque de prix de l'électricité s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des cours du marché de l'électricité.

La plupart des ventes d'électricité font l'objet d'ententes à long terme dans le cadre desquelles les preneurs sont liés par des contrats d'achat ferme de la production totale à des prix prédéterminés, jusqu'à concurrence de certains plafonds annuels, et ces prix sont généralement soumis à une inflation annuelle. L'électricité produite par certaines installations de la Société est vendue sur le marché libre en utilisant des couvertures de l'électricité pour gérer l'exposition au risque du prix du marché.

## 15. COVID-19

Pour lutter contre la propagation de la COVID-19, les autorités de toutes les régions où nous menons nos activités ont mis en place des mesures restrictives pour les entreprises. Cependant, à l'exception des avis de réduction reçus de BC Hydro, comme il est décrit à la note 16, *Éventualités*, ces mesures n'ont pas eu d'incidence significative sur la Société jusqu'à présent, car la production d'électricité a été considérée comme un service essentiel dans toutes les régions où nous exerçons nos activités. Notre production d'énergie renouvelable est vendue principalement par l'entremise de contrats d'achat d'électricité conclus avec des sociétés de services publics et des entreprises ayant une cote de crédit élevée. Il n'est pas exclu que les mesures restrictives actuelles ou futures puissent avoir un effet négatif sur la stabilité financière des fournisseurs et autres partenaires de la Société ou sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société. La délivrance de permis et d'autorisations, la négociation et la conclusion d'accords concernant des projets en développement et d'acquisition, les activités de construction et l'approvisionnement en équipements pourraient être touchés de manière défavorable par les mesures restrictives liées à la COVID-19.

Les travaux de construction de notre projet solaire Hillcrest se sont poursuivis sans interruption tandis que les travaux de construction du projet hydroélectrique Innavik ont commencé le 7 juillet 2020 après un léger retard. La construction du projet éolien Yonne II en France a commencé au cours du troisième trimestre 2020 et ne devrait pas être retardée davantage. La mise en service du projet éolien Yonne II est prévue pour 2021.

## 16. 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.

En mai 2020, Innergex a reçu des avis de BC Hydro en lien avec six centrales hydroélectriques de la Société en Colombie-Britannique indiquant que BC Hydro n'accepterait ni n'achèterait d'énergie dans le cadre des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») applicables au-delà d'un niveau de réduction spécifié pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020. Les niveaux de réduction spécifiés sont de 0,0 MWh pour les installations de Jimmie Creek (comptabilisée comme une coentreprise), d'Upper Lillooet River, de Northwest Stave River et de Boulder Creek, 2,0 MWh pour l'installation de Tretheway Creek et 4,0 MWh pour l'installation de Big Silver Creek.

BC Hydro cite la pandémie de COVID-19 actuelle et les mesures gouvernementales connexes prises en réponse à celle-ci comme constituant un événement de « force majeure » au titre des CAÉ, et entraînant une situation dans laquelle BC Hydro n'est pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Les avis à Innergex font suite aux déclarations publiques de BC Hydro concernant les mesures qu'elle prend pour faire face à la réduction de la demande d'électricité durant la pandémie de COVID-19 et aux défis connexes à l'exploitation sécuritaire de son système hydroélectrique.

Innergex conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve et cherchera à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour la période allant du 22 mai 2020 au 30 juin 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent à 10 016 \$ pour les installations consolidées, ou à 11 159 \$ sur la base des produits proportionnels<sup>1</sup>.

1. Les produits proportionnels ne sont pas une mesure reconnue par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la note 17, Information sectorielle, pour obtenir plus d'information.

## 17. INFORMATION SECTORIELLE

### Secteurs opérationnels

La Société produit et vend l'électricité générée par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et ses installations solaires à des sociétés de services publics ou à d'autres contreparties solvables. La direction de la Société analyse les résultats et gère les opérations en fonction du type de technologie, ce qui donne lieu à des structures de coûts et à des exigences différentes en matière de compétences pour les équipes opérationnelles. Par conséquent, la Société compte trois secteurs opérationnels : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne et c) la production solaire.

Les « produits proportionnels » correspondent aux produits, plus la quote-part d'Innergex des produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Le « BAIIA ajusté » représente le bénéfice net (la perte nette) avant la charge d'impôt, les charges financières, les amortissements, ajustés pour exclure le montant net des autres (produits) charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des instruments financiers. Le « BAIIA ajusté proportionnel » représente le BAIIA ajusté, plus la quote-part de la Société du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS.

À l'exception des produits proportionnels, du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté proportionnel décrits ci-dessus, les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables ». La Société comptabilise à la valeur comptable les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion.

Période de trois mois close le 30 juin 2020				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	65 030	71 794	13 689	150 513
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	14 672	6 937	434	22 043
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	19 448	—	19 448
Produits proportionnels sectoriels	79 702	98 179	14 123	192 004
BAIIA ajusté sectoriel	52 071	55 915	11 349	119 335
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	11 744	3 184	238	15 166
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	19 448	—	19 448
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	63 815	78 547	11 587	153 949
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	80 %	78 %	83 %	79 %

Période de six mois close le 30 juin 2020				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	92 987	167 599	22 043	282 629
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	19 461	15 680	1 017	36 158
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	37 588	—	37 588
Produits proportionnels sectoriels	112 448	220 867	23 060	356 375
BAIIA ajusté sectoriel	68 521	136 856	17 045	222 422
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	13 070	8 990	562	22 622
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	37 588	—	37 588
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	81 591	183 434	17 607	282 632
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	74 %	82 %	77 %	79 %

Au 30 juin 2020	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	176 429	231 269	16 161	423 859
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises (note 3)	—	—	61 022	61 022
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	226	735	1 407	2 368

1. Les totaux des secteurs comprennent uniquement les projets en exploitation.

Période de trois mois close le 30 juin 2019				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	76 491	62 193	6 009	144 693
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	16 411	8 147	540	25 098
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	6 780	—	6 780
Produits proportionnels sectoriels	92 902	77 120	6 549	176 571
BAIIA ajusté sectoriel	60 842	48 698	5 723	115 263
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	11 417	4 152	24	15 593
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	6 780	—	6 780
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	72 259	59 630	5 747	137 636
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	80 %	78 %	95 %	80 %

Période de six mois close le 30 juin 2019				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	104 529	157 019	9 564	271 112
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	21 694	17 179	1 032	39 905
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	13 600	—	13 600
Produits proportionnels sectoriels	126 223	187 798	10 596	324 617
BAIIA ajusté sectoriel	78 120	133 662	9 050	220 832
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	12 462	9 288	275	22 025
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	13 600	—	13 600
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	90 582	156 550	9 325	256 457
Marge du BAIIA ajusté proportionnelle	75 %	85 %	95 %	81 %

Au 30 juin 2019	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	2 092	23	174	2 289

1. Les totaux des secteurs comprennent uniquement les projets en exploitation.



Le rapprochement du BAIIA ajusté sectoriel avec la mesure conforme aux IFRS la plus comparable, soit le bénéfice net (la perte nette) lié(e) aux activités poursuivies, est présenté dans le tableau suivant :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
BAIIA ajusté sectoriel	119 335	115 263	222 422	220 832
Charges non attribuées :				
Frais généraux et administratifs	9 237	7 110	18 266	15 005
Projets potentiels	4 762	2 905	8 401	7 336
BAIIA ajusté	105 336	105 248	195 755	198 491
Autres (produits) charges, montant net	(18 028)	552	(41 525)	1 278
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	12 726	142	32 780	7 032
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(1 015)	8 506	26 694	3 194
BAIIA	111 653	96 048	177 806	186 987
Charges financières	55 248	58 259	115 578	111 230
Amortissements	57 126	46 749	110 693	93 215
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	845	1 493	32	(2 585)
<b>Perte nette liée aux activités poursuivies</b>	<b>(1 566)</b>	<b>(10 453)</b>	<b>(48 497)</b>	<b>(14 873)</b>

## Secteurs géographiques

Au 30 juin 2020, 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, une centrale hydroélectrique, un parc éolien et trois parcs solaires aux États-Unis et un parc solaire au Chili. La Société exerce ses activités dans quatre principaux secteurs géographiques, lesquels sont détaillés ci-dessous :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Produits</b>				
Canada	117 045	125 014	200 920	221 144
France	16 735	17 677	53 125	47 139
États-Unis	15 613	2 002	27 464	2 829
Chili	1 120	—	1 120	—
	150 513	144 693	282 629	271 112

Aux	30 juin 2020	31 décembre 2019
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 578 000	3 629 942
France	917 808	891 764
États-Unis	1 473 564	1 293 983
Chili	217 988	142 268
	6 187 360	5 957 957

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

## 18. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

### Acquisition de six parcs éoliens en Idaho, aux États-Unis

Le 15 juillet 2020, la Société a réalisé l'acquisition de toutes les actions de catégorie B d'un portefeuille de six parcs éoliens en exploitation dans le comté d'Elmore, en Idaho, aux États-Unis (« acquisition de Mountain Air ») pour un prix d'achat de 56 751 \$ US (77 272 \$).

Les facilités à long terme sans recours de 111 113 \$ US (151 292 \$) du projet amorties sur les 12 prochaines années demeurent en place.

## 19. CHIFFRES COMPARATIFS

Certains reclassements ont été effectués dans les états financiers du trimestre précédent afin d'améliorer la comparabilité avec les états financiers consolidés du trimestre en cours.

Par conséquent, certains postes ont été modifiés dans les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie ainsi que dans les notes afférentes aux états financiers. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour le trimestre à l'étude.

# RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

## Siège social

1225, rue Saint-Charles  
Ouest, 10e étage  
Longueuil (Québec)  
J4K 0B9  
Tél. 450 928-2550  
Télec. 450 928-2544  
innergex.com

**Relations avec les investisseurs**  
Jean-François Neault  
Chef de la direction  
financière  
Tél. 450 928-2550 x1207  
jfneault@innergex.com

## Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Pour toute demande de renseignements concernant les certificats d'actions, le paiement de dividendes, un changement d'adresse, ou la livraison électronique de documents destinés aux actionnaires, veuillez communiquer avec :

**AST Trust Company (Canada)**  
2001, boul. Robert-Bourassa, bureau 1600  
Montréal (Québec)  
H3A 2A6  
Tél. 1 800 387-0825  
416 682-3860  
demandes@astfinancial.com

## Notes de crédit attribuées par Standard & Poor's

Innergex énergie renouvelable Inc.  
Actions privilégiées de série A  
Actions privilégiées de série C

BBB-  
P-3  
P-3

## Régime de réinvestissement de dividendes (RRD)

Innergex énergie renouvelable inc. offre un RRD à l'intention de ses porteurs d'actions ordinaires. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquérir des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces. Pour plus de renseignements à propos du RRD de la Société, veuillez visiter notre site Web au innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie AST (Canada), l'agent responsable du RRD. Veuillez noter que, si vous souhaitez adhérer au RRD mais détenez vos actions par l'entremise d'un courtier ou d'une institution financière, vous devez communiquer avec cet intermédiaire et lui demander d'adhérer au RRD en votre nom.

**Actions ordinaires - TSX : INE**

**Actions privilégiées de série A - TSX : INE.PR.A**

**Actions privilégiées de série C - TSX : INE.PR.C**

**Débetures convertibles - TSX : INE.DB.B**

**Débetures convertibles - TSX : INE.DB.C**

This document is available in English.  
For an electronic version, please visit our website at innergex.com.  
For hard copies, please contact info@innergex.com.