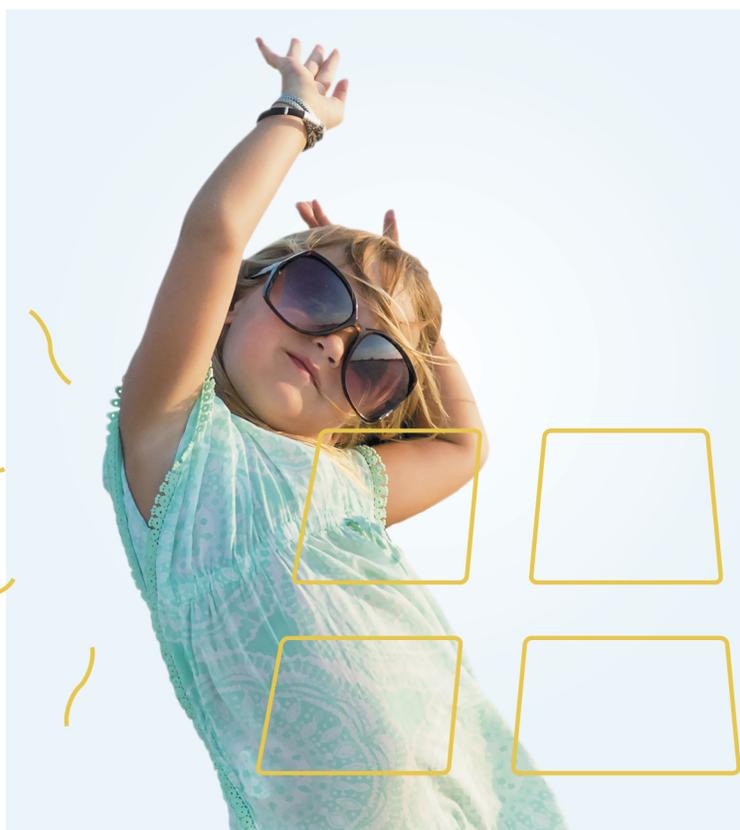




Énergie renouvelable.  
Développement durable.

# RAPPORT TRIMESTRIEL 2020

pour la période close le  
30 septembre 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 neuf mois closes le 30 septembre 2020. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 10 novembre 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 neuf mois closes le 30 septembre 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 neuf mois closes le 30 septembre 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.....	3	Situation financière.....	39
Mise à jour au sujet de la COVID-19.....	4	Liquidités et ressources en capital.....	43
Vue d'ensemble.....	7	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution.....	48
Indicateurs de rendement clés.....	12	Renseignements financiers trimestriels.....	50
Stratégie de la Société.....	12	Mesures non conformes aux IFRS.....	51
Mise à jour au troisième trimestre.....	14	Information prospective.....	57
Résultats d'exploitation.....	17	Changement de méthodes comptables.....	61
Secteurs géographiques.....	33	Établissement et maintien des CPCI et des CIIF.....	62
Activités abandonnées.....	36	Événements postérieurs à la clôture.....	62
Structure du capital-actions.....	37		

## FAITS SAILLANTS

- Quatre projets sont actuellement en cours de construction depuis le début officiel des activités de construction de Griffin Trail en septembre 2020.
- Le ratio de distribution pour la période de douze mois close le 30 septembre 2020 s'est fixé à 124 % des flux de trésorerie disponibles; après normalisation pour tenir compte des éléments non récurrents, le ratio de distribution se serait situé à 100 %.
- La production s'est établie à 93 % de la production moyenne à long terme (« PMLT ») au troisième trimestre de 2020. Si l'on ne tenait pas compte de l'incidence de la réduction de BC Hydro, la production aurait atteint 96 % de la PMLT.
- Les produits ont augmenté de 14 % pour s'établir à 162,7 M\$ au troisième trimestre de 2020.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 1 % pour s'établir à 108,5 M\$ au troisième trimestre de 2020, ce qui correspond à une marge du BAIIA ajusté de 66,7 %.
- Le BAIIA ajusté proportionnel a augmenté de 6 % pour s'établir à 151,4 M\$ au troisième trimestre de 2020, ce qui correspond à une marge du BAIIA ajusté proportionnel de 70,9 %.
- Le 15 juillet 2020, Innergex a réalisé l'acquisition de six parcs éoliens totalisant 138 MW en Idaho, aux États-Unis.
- Le 17 septembre 2020, Innergex a conclu deux contrats d'achat d'électricité à long terme pour des projets solaires et de stockage d'énergie par batteries à Hawaii.

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre <sup>1</sup>		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre <sup>1</sup>	
	2020	2019	2020	2019
<b>RÉSULTATS D'EXPLOITATION</b>				
Production (MWh)	2 021 559	1 665 362	5 886 949	4 715 820
Produits	162 651	142 814	445 280	413 926
BAIIA ajusté <sup>2</sup>	108 524	107 351	304 279	305 842
Marge du BAIIA ajusté <sup>2</sup>	66,7 %	75,2 %	68,3 %	73,9 %
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	7 492	9 896	(41 005)	(4 977)
Bénéfice net (perte nette)	7 492	9 703	(41 005)	16 194
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies <sup>2</sup>	13 376	13 585	9 319	(443)
<b>PROPORTIONNEL</b>				
Production proportionnelle (MWh) <sup>2</sup>	2 471 149	2 149 151	7 016 780	5 875 960
Produits proportionnels <sup>2</sup>	213 736	186 904	570 111	511 520
BAIIA ajusté proportionnel <sup>2</sup>	151 433	142 884	407 398	376 999
Marge du BAIIA ajusté proportionnel <sup>2</sup>	70,9 %	76,4 %	71,5 %	73,7 %
<b>ACTIONS ORDINAIRES</b>				
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	31 409	23 917	94 118	70 650
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	173 858	133 400	169 048	133 229
			Périodes de douze mois closes les 30 septembre	
			2020	2019
<b>FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION</b>				
			Aux	
			30 septembre 2020	31 décembre 2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>3</sup>			229 152	213 585
Flux de trésorerie disponibles <sup>2, 3</sup>			95 612	100 455
Ratio de distribution <sup>2, 3</sup>			124 %	93 %
Ratio de distribution ajusté <sup>2, 3</sup>			102 %	77 %
<b>SITUATION FINANCIÈRE</b>				
Total de l'actif			7 148 134	6 372 104
Total du passif			6 031 459	5 756 778
Participations ne donnant pas le contrôle			69 238	10 942
Capitaux propres attribuables aux propriétaires			1 047 437	604 384

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.

2. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production proportionnelle est un indicateur de rendement clé utilisé par la Société, qui ne peut pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

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

## 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 les activités de construction découlant des perturbations de la chaîne d'approvisionnement;
- une incidence sur les employés et la cybersécurité;
- une incidence sur les liquidités;
- une incidence sur les dépenses d'investissement et les coûts;
- une incidence sur la demande générale d'électricité;
- une incidence sur les prix du marché.

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.

### **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 la Société exerce ses 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. La production d'énergie renouvelable d'Innergex 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 solides financièrement et aucun problème de crédit n'est prévu. La Société n'a donc pas l'intention de procéder à des changements visant son personnel et elle compte 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.

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 cherche à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus.

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

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence des réductions mentionnées ci-dessus demandées par BC Hydro s'élèvent respectivement à 3,0 M\$ (3,6 M\$ sur la base des produits proportionnels<sup>1</sup>) et à 13,0 M\$ (14,8 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.

Les coûts directs des mesures liées à la COVID-19 mises en œuvre par Innergex et les économies potentielles découlant de la réduction des déplacements ont été négligeables.

## **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 d'exploitation ont été divisées en groupes de travail distincts afin de réduire le risque de contamination entre les équipes. Des procédures de nettoyage ont été mises en place en mars et continuent d'être appliquées pour assurer la désinfection des surfaces communes. Les protocoles et les mesures de dépistage de la COVID-19 ont été révisés et améliorés spécifiquement pour le suivi de la santé et de la sécurité de nos employés. Des instructions et des directives spécifiques concernant les mesures de santé et de sécurité liées à la COVID-19 ont été introduites.

Tous les employés de bureau ont reçu l'instruction de travailler depuis la maison. La présence au bureau est limitée aux tâches essentielles.

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. Des plans et des mesures d'urgence ont été mis en place pour faire face aux cas de COVID-19 qui ont été observés sur le site. À moins qu'un décret ne soit délivré pour interrompre la construction, le projet devrait continuer de progresser, la mise en service étant prévue pour le premier trimestre de 2021.

### *Projet hydroélectrique Innavik (Québec)*

Les travaux de construction ont repris en juillet 2020. Les protocoles liés à la COVID-19 limitent notre capacité à embaucher des travailleurs locaux. Ils entraînent également des retards pour les travailleurs d'autres régions qui doivent obtenir les résultats de leurs tests avant de se rendre à Inukjuak.

### *Projet éolien Yonne II (France)*

Les activités de construction sur le site ont commencé en juillet 2020. À ce jour, les travaux d'installation sont toujours en cours et l'exploitation commerciale demeure prévue pour le premier trimestre de 2021. Ce calendrier pourrait être revu à la suite de l'annonce récente du confinement par le gouvernement français le 28 octobre 2020, qui pourrait entraîner des retards dans les travaux de construction, principalement en raison de la fermeture des frontières.

### *Projet éolien Griffin Trail (Texas)*

La construction de Griffin Trail progresse bien. Il n'y a eu aucun cas de COVID-19 sur le site, et des plans et des mesures d'urgence ont été mis en place pour faire face à tout problème qui pourrait survenir en raison de la pandémie actuelle. La mise en service commerciale est prévue pour le troisième trimestre de 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 Nations Health Authority, BC Society of Transition Houses, Women in Need, BCAAFC - British Columbia Association of Aboriginal Friendship Centres, 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 et de stockage d'énergie renouvelable qui concentre ses activités dans l'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire qui bénéficient de technologies simples et éprouvées.

### Activités abandonnées

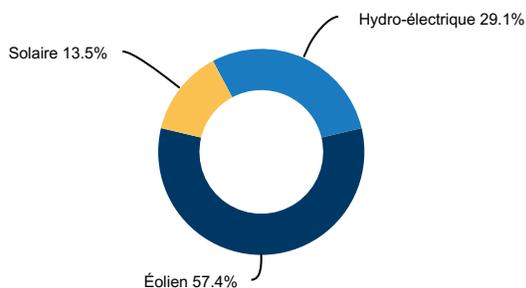
Le 23 mai 2019, la Société a annoncé la réalisation de la vente de sa filiale entièrement détenue Magma Energy Sweden A.B. (« Magma Sweden »), qui détient une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf (« HS Orka »), détentrice de deux centrales géothermiques en exploitation, d'un projet hydroélectrique 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

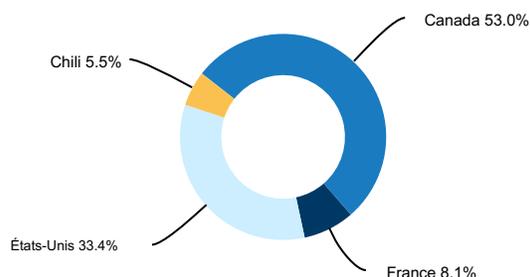
Au 30 septembre 2020, la Société comptait trois secteurs opérationnels et quatre secteurs géographiques.

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 7,7 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 14,4 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
<b>Total</b>	<b>75</b>	<b>3 694</b>	<b>2 742</b>	<b>150</b>

1. Le nombre d'installations en exploitation comprend toutes les installations détenues et exploitées par la Société, y compris les filiales non entièrement détenues, 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 dix projets en développement, dont quatre sont en construction. La mise en service commerciale de ces projets est prévue entre 2021 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 troisième trimestre ».

	Nombre de projets en développement	Puissance installée (MW)		Capacité de stockage (MWh)
		Brute <sup>1</sup>	Nette <sup>2</sup>	
<b>HYDROÉLECTRIQUE</b>				
Canada	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	5	280	280	320 <sup>3</sup>
<b>STOCKAGE</b>				
France	1	—	—	9 <sup>4</sup>
Total	10	629	555	329

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

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

3. Capacité de stockage par batteries liée aux projets solaires Hale Kuawehi (120 MWh), Paeahu (60 MWh), Kahana (80 MWh) et Barbers Point (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. Pour certains projets, des droits de propriété foncière ont été obtenus, une demande exploratoire d'obtention de permis a été déposée ou 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 (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	634	934
France	—	296	—	296
Chili	207	9	32	248
Total	937	4 948	986	6 871

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 de partage fiscal	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 le montant net des autres produits 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 le montant net des autres produits 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 de partage fiscal
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	23,7	—	24,80 %	64,10 %
Flat Top <sup>1,2</sup>	2018	2028	267,2	29,1	—	99,00 %	21,97 %
Foard City <sup>1,2,4</sup>	2019	2029	372,7	43,5	4,6	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 1,3339. 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 1,3339. 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 31,2 M\$ jusqu'à présent. La couverture de base est comptabilisée à la juste valeur, et les variations ultérieures sont comptabilisées aux comptes consolidés de résultat à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers. Ces changements comprennent une perte réalisée de 0,6 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 (néant pour la période correspondante de 2019) et une perte réalisée de 19,5 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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.

Innergex est guidée par sa philosophie, qui vise un équilibre entre investir dans les personnes, prendre soin de la planète et générer de la prospérité en partageant les retombées économiques avec les communautés locales et en créant de la valeur pour ses 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 10 novembre 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 TROISIÈME TRIMESTRE

## Développement de la Société

### 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 (l'« acquisition de Mountain Air ») pour un prix d'achat de 56,8 M\$ US (77,3 M\$).
- 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 ans.
- L'acquisition de Mountain Air devrait fournir une production moyenne à long terme brute estimée à 331 GWh par an et un BAIIA ajusté prévu de 21,1 M\$ US (28,1 M\$) 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 (8,1 M\$). Les actions de catégorie A demeureront la propriété de l'investisseur participant au partage fiscal existant.
- Les facilités à long terme sans recours du projet amorties sur les 12 prochaines années demeurent en place et ont été reprises par la Société, dans le cadre de l'acquisition, à une juste valeur de 126,5 M\$ US (172,3 M\$).

### 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	—	464,0	— <sup>2</sup>
<b>SOLAIRE (États-Unis)</b>					
Hale Kuawehi	Hawaïi	30,0 <sup>3</sup>	2022	87,4 <sup>5</sup>	25
Paeahu	Hawaïi	15,0 <sup>3</sup>	2023	41,2 <sup>5</sup>	25
Kahana	Hawaïi	20,0 <sup>3</sup>	2023	74,6 <sup>5</sup>	25
Barbers Point	Hawaïi	15,0 <sup>3</sup>	2023	37,0 <sup>5</sup>	25
<b>STOCKAGE (France)</b>					
Tonnerre	France	— <sup>4</sup>	2021	—	— <sup>6</sup>

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, de 60 MWh pour Paeahu, de 80 MWh pour Kahana et de 60 MWh pour Barbers Point.

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

5. Le CAÉ représente un paiement de capacité forfaitaire fixe au titre de la disponibilité de l'énergie répartissable.

6. Le projet a obtenu un contrat offrant un complément de rémunération d'une durée de 7 ans, qui offre un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité. 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.

#### Frontera

- Le processus de financement, le contrat de construction et les demandes de permis progressent lentement en raison de la pandémie de COVID-19.
- Le calendrier du projet est en cours de révision.

#### 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 (« IAC ») sont en cours. La sélection sera effectuée au quatrième trimestre de 2020.
- Les demandes de permis sont en cours.

#### Paeahu

- La 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 IAC sont en cours. La sélection sera effectuée au quatrième trimestre de 2020.
- La demande de permis d'utilisation spéciale sera déposée au quatrième trimestre de 2020.
- La mise en service commerciale prévue est reportée en 2023.

#### Kahana

Le projet solaire Kahana est un parc de 20 MW<sub>CA</sub> comportant 80 MWh de stockage par batteries situé sur l'île de Maui. Ce projet a donné lieu à la conclusion d'un contrat d'achat d'électricité de 25 ans à prix fixe avec la Maui Electric Company. Le contrat est assujéti à l'approbation de la PUC d'Hawaii. Les ventes commenceront une fois qu'aura lieu la mise en service commerciale du parc, qui est prévue pour 2023.

- Des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis.

#### Barbers Point

Le projet solaire Barbers Point est un parc de 15 MW<sub>CA</sub> comportant 60 MWh de stockage par batteries, situé sur l'île d'Oahu. Ce projet a donné lieu à la conclusion d'un contrat d'achat d'électricité de 25 ans à prix fixe avec la Hawaiian Electric Company. Le contrat est assujéti à l'approbation de la PUC d'Hawaii. Les ventes commenceront une fois qu'aura lieu la mise en service commerciale du parc, qui est prévue pour 2023.

- Des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis.

#### Tonnerre

- Le fournisseur de batteries privilégié a été choisi et des négociations exclusives sont en cours.

## 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\$)	BAlIA ajusté <sup>1,2</sup> (M\$)	
<b>SOLAIRE (États-Unis)</b>									
Hillcrest	100,0	200,0	2021	413,3	15	385,5 <sup>3</sup>	22,7 <sup>3</sup>	13,6 <sup>4</sup>	
<b>HYDROÉLECTRIQUE (Québec)</b>									
Innavik	50,0	7,5	2022	54,7	40	127,8 <sup>4</sup>	10,8 <sup>4</sup>	8,6 <sup>4</sup>	
<b>ÉOLIEN (France)</b>									
Yonne II	69,6	6,9	2021	11,0	20	16,9 <sup>5</sup>	1,6 <sup>5</sup>	1,2 <sup>5</sup>	
<b>ÉOLIEN (États-Unis)</b>									
Griffin Trail	100,0	225,6	2021	799,0	— <sup>6</sup>	379,1 <sup>7</sup>	20,9	9,2	
<b>Total</b>		<b>440,0</b>		<b>1 278,0</b>		<b>909,3</b>	<b>56,0</b>	<b>32,6</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 BAlIA 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. Le coût total du projet est estimé à 289,0 M\$ US. Les produits prévus s'élèvent à 17,0 M\$ US et le BAlIA ajusté prévu, à 10,2 M\$ US, convertis à un taux de 1,3339.

4. Correspond à 100 % de cette installation.

5. Le coût total du projet est estimé à 10,8 M€. Les produits prévus s'élèvent à 1,0 M€ et le BAlIA ajusté prévu, à 0,8 M€, convertis à un taux de 1,5631.

6. L'électricité sera vendue sur le marché libre.

7. Le coût total du projet est estimé à 284,2 M\$ US. Les produits prévus s'élèvent à 15,7 M\$ US et le BAlIA ajusté prévu, à 6,9 M\$ US, convertis à un taux de 1,3339.

### **Hillcrest**

- Tous les principaux travaux sont bien avancés et, dans l'ensemble, le projet est achevé à environ 65 %.
- Tout le matériel important a été reçu sur le terrain.
- 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 650 personnes au total se trouvent sur le site.
- L'installation du câblage CA et CC est bien avancée et devrait prendre fin en novembre 2020.
- La construction de la sous-station est achevée et la ligne de transport ainsi que la sous-station ont été mises sous tension.
- La fin de la mise en place de la ligne électrique 1 a eu lieu à la fin octobre, et la première synchronisation est prévue pour la mi-novembre.
- Les coûts totaux de construction estimés ont augmenté de 9,5 M\$ US (12,7 M\$).
- L'investisseur participant au partage fiscal a effectué un placement initial de 22,4 M\$ US (29,8 M\$), ce qui représente 20 % du montant total de son placement au 29 octobre 2020.
- La mise en service commerciale complète est prévue pour le premier trimestre de 2021.

### **Innavik**

- La mobilisation des entrepreneurs sur le site est terminée et la capacité du campement des travailleurs est passée de 30 à 120.
- Huit transports maritimes ont été réalisés pour livrer tout le matériel nécessaire au site.
- L'excavation de la route d'accès à la centrale, de la centrale et du canal de fuite a commencé et progresse bien.
- Les agrégats de l'excavation ont été utilisés pour préparer la zone de dépôt, où l'usine à béton temporaire sera érigée au quatrième trimestre de 2020.
- La modernisation de la route existante sur la rive nord est terminée à 50 %.
- Les coûts totaux de construction estimés ont augmenté de 2,8 M\$.
- Une entente de financement de construction et de crédit à long terme de 92,8 M\$ a été conclue le 4 novembre 2020.
- La mise en service commerciale est prévue pour le quatrième trimestre de 2022.

### **Yonne II**

- Les plateformes de grue, la zone de stockage, les routes d'accès et les trois fondations sont maintenant terminées.
- Les sections des mâts d'éoliennes en béton ont toutes été livrées sur le site et les travaux d'érection ont commencé.
- Les dernières composantes des éoliennes (pales, nacelles, moyeux, sections des mâts d'éoliennes en acier) seront livrées et installées au quatrième trimestre 2020.
- La mise en service commerciale est prévue pour la fin du premier trimestre de 2021.

### **Griffin Trail**

- Un contrat d'approvisionnement en éoliennes a été conclu avec un fabricant d'éoliennes en juin pour la fourniture de 80 éoliennes de 2,8 MW, dont la livraison commencera en janvier 2021.
- Un contrat a été conclu avec un entrepreneur en IAC au début de novembre pour la construction de toutes les installations du projet, y compris l'installation des éoliennes.
- Les travaux sur le terrain ont commencé en septembre, notamment la construction des routes, des fondations des éoliennes et du bâtiment d'exploitation et d'entretien.
- L'approvisionnement en articles à long délai de livraison a commencé et les livraisons sur le site ont débuté en octobre.
- La construction du point d'interconnexion est en cours par un fournisseur de transmission local.
- Le processus de financement et de partage fiscal progresse bien.
- La mise en service commerciale est prévue pour le troisième trimestre de 2021.
- Griffin Trail devrait être une « installation commerciale » qui vendra l'énergie générée par le projet sur le marché au comptant ERCOT.

# RÉSULTATS D'EXPLOITATION

## Production d'électricité

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

Secteur énergétique	Périodes de trois mois closes les 30 septembre					
	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	181 050	180 224	100 %	142 039	180 225	79 %
Ontario	6 904	8 233	84 %	2 269	8 233	28 %
Colombie-Britannique	663 946	796 474	83 %	714 892	796 474	90 %
États-Unis	16 531	16 694	99 %	15 694	16 694	94 %
Total partiel	868 431	1 001 625	87 %	874 894	1 001 626	87 %
<b>ÉOLIEN</b>						
Québec	485 791	447 857	108 %	460 212	422 148	109 %
France	101 934	140 544	73 %	127 718	140 544	91 %
États-Unis <sup>2, 3</sup>	314 987	317 132	99 %	43 331	43 331	100 %
Total partiel	902 712	905 533	100 %	631 261	606 023	104 %
<b>SOLAIRE</b>						
Ontario	12 804	12 197	105 %	14 202	12 283	116 %
États-Unis <sup>4</sup>	196 393	219 388	90 %	145 005	145 161	100 %
Chili <sup>5</sup>	41 219	38 863	106 %	—	—	— %
Total partiel	250 416	270 448	93 %	159 207	157 444	101 %
Total	2 021 559	2 177 606	93 %	1 665 362	1 765 093	94 %

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. Production et PMLT pour la période du 15 juillet 2020 au 30 septembre 2020, par suite de l'acquisition de Mountain Air.

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

5. Production et PMLT pour la période du 1er juillet 2020 au 30 septembre 2020, par suite de l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020.

Dans l'ensemble, les centrales **hydroélectriques** ont produit 87 % de leur PMLT, en raison surtout :

- de la réduction imposée par BC Hydro du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020 pour cinq centrales;
- des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans certaines centrales de la Colombie-Britannique.

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

- des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au Québec.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- la réduction dans certains parcs en France découlant des résultats des suivis environnementaux, combinée à une interruption temporaire de la production dans deux parcs.

Dans l'ensemble, les parcs **solaires** ont produit 93 % de leur PMLT, principalement en raison :

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

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 s'est élevée à 2 021 559 MWh, par rapport à 1 665 362 MWh pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 21 % 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'apport de l'acquisition de Salvador et de l'acquisition de Mountain Air, conclues le 14 mai 2020 et le 15 juillet 2020, respectivement;
- à l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques du Québec;
- à l'accroissement de la production de certaines 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 neuf mois close le 30 septembre 2020 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante de 2019.

Secteur énergétique	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	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	501 598	518 444	97 %	501 854	518 444	97 %
Ontario	45 914	53 332	86 %	45 771	53 332	86 %
Colombie-Britannique	1 503 565	1 822 904	82 %	1 638 644	1 822 904	90 %
États-Unis	39 386	41 577	95 %	35 490	41 577	85 %
<b>Total partiel</b>	<b>2 090 463</b>	<b>2 436 257</b>	<b>86 %</b>	<b>2 221 759</b>	<b>2 436 257</b>	<b>91 %</b>
<b>ÉOLIEN</b>						
Québec	1 693 988	1 649 467	103 %	1 778 425	1 640 563	108 %
France	503 002	525 374	96 %	482 678	525 374	92 %
États-Unis <sup>2, 3</sup>	993 938	1 025 655	97 %	43 331	43 331	100 %
<b>Total partiel</b>	<b>3 190 928</b>	<b>3 200 496</b>	<b>100 %</b>	<b>2 304 434</b>	<b>2 209 268</b>	<b>104 %</b>
<b>SOLAIRE</b>						
Ontario	33 311	31 260	107 %	34 209	31 480	109 %
États-Unis <sup>4</sup>	515 422	601 541	86 %	155 418	158 080	98 %
Chili <sup>5</sup>	56 825	54 782	104 %	—	—	— %
<b>Total partiel</b>	<b>605 558</b>	<b>687 583</b>	<b>88 %</b>	<b>189 627</b>	<b>189 560</b>	<b>100 %</b>
<b>Total</b>	<b>5 886 949</b>	<b>6 324 336</b>	<b>93 %</b>	<b>4 715 820</b>	<b>4 835 085</b>	<b>98 %</b>
<b>GÉOTHERMIE<sup>6</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. Production et PMLT pour la période du 15 juillet 2020 au 30 septembre 2020, par suite de l'acquisition de Mountain Air.

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

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

6. 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 86 % 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.

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

- de l'interruption temporaire de la production dans deux parcs et de la réduction dans certains parcs découlant des résultats des suivis environnementaux, contrebalancées en partie par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne en France;
- des régimes éoliens inférieurs à la moyenne aux États-Unis.

Ces éléments ont été contrebalancés par :

- le régime éolien supérieur à la moyenne dans les parcs du Québec.

Dans l'ensemble, les parcs **solaires** ont produit 88 % de leur PMLT, principalement en raison :

- du régime solaire inférieur à la moyenne aux États-Unis, 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 neuf mois close le 30 septembre 2020 s'est établie à 5 886 949 MWh, par rapport à 4 715 820 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'apport de l'acquisition de Salvador et de l'acquisition de Mountain Air, conclues le 14 mai 2020 et le 15 juillet 2020, respectivement.

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 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
Production	2 021 559	1 665 362	356 197	5 886 949	4 715 820	1 171 129
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Hydroélectricité	267 937	286 416	(18 479)	453 660	492 507	(38 847)
Éolien	178 434	194 143	(15 709)	666 886	657 835	9 051
Solaire	3 219	3 230	(11)	9 285	9 798	(513)
	449 590	483 789	(34 199)	1 129 831	1 160 140	(30 309)
Production proportionnelle	2 471 149	2 149 151	321 998	7 016 780	5 875 960	1 140 820

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 septembre 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 267 937 MWh (97 % de leur PMLT) au troisième trimestre de 2020, en baisse de 6 % comparativement à 286 416 MWh (102 % 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 au Chili en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne.

La production proportionnelle des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées s'est établie à 178 434 MWh (95 % de leur PMLT) au troisième trimestre de 2020, en baisse de 8 % par rapport à 194 143 MWh (104 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

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

Cet élément a été contrebalancé en partie par :

- l'apport plus élevé du parc éolien Dokie en Colombie-Britannique.

***Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 453 660 MWh (91 % de leur PMLT) pour les neuf premiers mois de 2020, comparativement à 492 507 MWh (100 % de leur PMLT) pour la période correspondante de l'exercice précédent, soit une baisse de 8 %, en raison surtout :

- de la réduction imposée par BC Hydro à la centrale Jimmie Creek;
- de l'apport moins élevé des centrales au 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 666 886 MWh (99 % de leur PMLT) pour les neuf premiers mois de 2020, en hausse de 1 % par rapport à 657 835 MWh (98 % de leur PMLT) à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport plus élevé du parc éolien Dokie en Colombie-Britannique.

Cet élément a été contrebalancé en partie par :

- l'apport moins élevé des parcs éoliens Shannon et Flat Top au Texas.

## Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre <sup>1</sup>				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre <sup>1</sup>			
	2020	2019	Variation		2020	2019	Variation	
Produits	162 651	142 814	19 837	14 %	445 280	413 926	31 354	8 %
Charges d'exploitation	37 040	24 403	12 637	52 %	94 932	72 147	22 785	32 %
Frais généraux et administratifs	12 388	7 731	4 657	60 %	32 969	25 272	7 697	30 %
Charges liées aux projets potentiels	4 699	3 329	1 370	41 %	13 100	10 665	2 435	23 %
BAIIA ajusté <sup>2</sup>	108 524	107 351	1 173	1 %	304 279	305 842	(1 563)	(1) %
Marge du BAIIA ajusté <sup>2</sup>	66,7 %	75,2 %			68,3 %	73,9 %		
Charges financières	60 122	59 474	648	1 %	175 700	170 704	4 996	3 %
Autres produits, montant net	(16 725)	(3 917)	(12 808)	327 %	(58 250)	(2 639)	(55 611)	2 107 %
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	59 368	48 343	11 025	23 %	170 061	141 558	28 503	20 %
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées <sup>3</sup>	(11 382)	(16 225)	4 843	(30) %	21 398	(9 193)	30 591	(333) %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(1 859)	6 031	(7 890)	(131) %	24 835	9 225	15 610	169 %
Charge d'impôt	11 508	3 749	7 759	207 %	11 540	1 164	10 376	891 %
<b>Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies</b>	<b>7 492</b>	<b>9 896</b>	<b>(2 404)</b>	<b>(24) %</b>	<b>(41 005)</b>	<b>(4 977)</b>	<b>(36 028)</b>	<b>724 %</b>
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées	—	(193)	193	(100) %	—	21 171	(21 171)	(100) %
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>7 492</b>	<b>9 703</b>	<b>(2 211)</b>	<b>(23) %</b>	<b>(41 005)</b>	<b>16 194</b>	<b>(57 199)</b>	<b>(353) %</b>
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	11 740	14 085	(2 345)	(17) %	(44 548)	18 117	(62 665)	(346) %
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 248)	(4 382)	134	(3) %	3 543	(1 923)	5 466	(284) %
	<b>7 492</b>	<b>9 703</b>	<b>(2 211)</b>	<b>(23) %</b>	<b>(41 005)</b>	<b>16 194</b>	<b>(57 199)</b>	<b>(353) %</b>
Bénéfice net (perte nette) par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires, de base et dilué(e) (\$)	0,06	0,10			(0,29)	(0,04)		
Bénéfice net (perte nette) par action attribuable aux propriétaires, de base et dilué(e) (\$)	0,06	0,09			(0,29)	0,10		

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.

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

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

## Produits

En hausse de 14 %, à 162,7 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

En hausse de 8 %, à 445,3 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020

Secteur énergétique	Périodes de trois mois closes les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
Hydroélectrique	76 170	74 440	1 730	169 157	178 969	(9 812)
Éolien	67 726	54 778	12 948	235 325	211 797	23 528
Solaire	18 755	13 596	5 159	40 798	23 160	17 638
<b>Produits</b>	<b>162 651</b>	<b>142 814</b>	<b>19 837</b>	<b>445 280</b>	<b>413 926</b>	<b>31 354</b>

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

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

- à la hausse de la production dans certaines centrales du Québec;

Cet élément a été contrebalancé en partie par :

- la diminution des produits générés par les centrales en Colombie-Britannique découlant de la réduction de BC Hydro et de la baisse des prix de vente moyens.

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

- l'acquisition de Mountain Air en Idaho le 15 juillet 2020;
- 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.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- la diminution des produits générés par le parc en Ontario découlant de la baisse de la production.

### **Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 par rapport à la hausse des prix de vente moyens;
- à la baisse 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'acquisition de Mountain Air en Idaho le 15 juillet 2020;
- 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 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
Produits	162 651	142 814	19 837	445 280	413 926	31 354
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Hydroélectricité	30 521	32 203	(1 682)	49 982	53 896	(3 914)
Éolien	6 917	4 324	2 593	22 597	21 503	1 094
Solaire	403	475	(72)	1 420	1 507	(87)
	37 841	37 002	839	73 999	76 906	(2 907)
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :	13 244	7 088	6 156	50 832	20 688	30 144
<b>Produits proportionnels</b>	<b>213 736</b>	<b>186 904</b>	<b>26 832</b>	<b>570 111</b>	<b>511 520</b>	<b>58 591</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 septembre 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 30,5 M\$ pour le troisième trimestre de 2020, en baisse de 5 % comparativement à un apport de 32,2 M\$ au même trimestre l'an dernier, en raison essentiellement :

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

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 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 troisième trimestre de 2020, en hausse de 60 %, comparativement à 4,3 M\$ au même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de l'apport plus élevé des parcs éoliens Shannon et Flat Top au Texas découlant des prix nets favorables;
- de la hausse des produits générés par le parc éolien Dokie découlant de l'augmentation de la production.

L'apport des CIP proportionnels générés par les **parcs éoliens** s'est chiffré à 13,2 M\$ au troisième trimestre de 2020, contre un apport de 7,1 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.

### **Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 50,0 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en baisse de 7 % comparativement à un apport de 53,9 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 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 par rapport à 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 22,6 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en hausse de 5 %, comparativement à 21,5 M\$ à la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de la hausse des produits générés par le parc éolien Dokie découlant de l'incidence favorable nette de l'augmentation de la production par rapport à la baisse des prix de vente moyens;
- de l'apport plus élevé des parcs éoliens Shannon et Flat Top au Texas découlant de l'incidence nette des prix nets favorables par rapport à la baisse de la production.

L'apport des CIP proportionnels générés par les **parcs éoliens** s'est chiffré à 50,8 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, contre un apport de 20,7 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.

### BAIIA ajusté<sup>1</sup>

En hausse de 1 % à 108,5 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

En baisse de 1 % à 304,3 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020

Secteur énergétique	Périodes de trois mois closes les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
Hydroélectrique	61 847	62 778	(931)	130 368	140 897	(10 529)
Éolien	48 431	41 589	6 842	185 287	175 237	10 050
Solaire	14 034	13 187	847	31 079	22 238	8 841
	124 312	117 554	6 758	346 734	338 372	8 362
Autres éléments	(15 788)	(10 203)	(5 585)	(42 455)	(32 530)	(9 925)
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>108 524</b>	<b>107 351</b>	<b>1 173</b>	<b>304 279</b>	<b>305 842</b>	<b>(1 563)</b>

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

### **Pour la période de trois mois close le 30 septembre 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 en Colombie-Britannique découlant de la diminution des produits et de la hausse des charges d'exploitation.

Cet élément a été contrebalancé en partie par :

- la hausse de l'apport des centrales du Québec découlant de l'incidence favorable nette de la hausse des produits par rapport à la hausse des charges d'exploitation.

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

- à l'acquisition de Mountain Air en Idaho le 15 juillet 2020;
- à la hausse de l'apport des parcs éoliens au Québec 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 diminution de l'apport des parcs éoliens en France découlant de la baisse des produits et de la hausse 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 Phoebé le 19 novembre 2019.

Le BAIIA ajusté a également été touché par la hausse des frais généraux et administratifs pour soutenir la croissance de la Société.

**Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 en Colombie-Britannique découlant surtout de la diminution des produits;
- à la baisse de l'apport des centrales du Québec découlant de la baisse des produits et de la hausse des charges d'exploitation.

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

- à l'acquisition de Mountain Air en Idaho le 15 juillet 2020;
- à la mise en service du parc éolien Foard City le 27 septembre 2019;
- à la hausse de l'apport des parcs éoliens en France découlant de l'incidence favorable nette de la hausse des produits par rapport à la baisse des charges d'exploitation.

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 par rapport à 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.

Le BAIIA ajusté a également été affecté par la hausse des frais généraux et administratifs.

**Marge du BAIIA ajusté<sup>1</sup>**

En baisse, de 75,2 % à 66,7 %, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

En baisse, de 73,9 % à 68,3 %, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020

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

- l'apport moins élevé des centrales hydroélectriques en raison de l'augmentation de la pondération relative des secteurs solaire et éolien, qui présentent intrinsèquement des marges plus faibles par suite des récentes acquisitions et activités de mise en service;
- la hausse des charges d'exploitation des centrales hydroélectriques;
- la hausse des frais généraux et administratifs.

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

- l'apport moins élevé des centrales hydroélectriques en raison de l'augmentation de la pondération relative des secteurs solaire et éolien, qui présentent intrinsèquement des marges plus faibles par suite des récentes acquisitions et activités de mise en service;
- 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 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
BAIIA ajusté	108 524	107 351	1 173	304 279	305 842	(1 563)
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Hydroélectricité	26 402	28 176	(1 774)	39 472	40 639	(1 167)
Éolien	2 989	(122)	3 111	11 979	9 165	2 814
Solaire	274	391	(117)	836	665	171
	29 665	28 445	1 220	52 287	50 469	1 818
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :	13 244	7 088	6 156	50 832	20 688	30 144
<b>BAIIA ajusté proportionnel</b>	<b>151 433</b>	<b>142 884</b>	<b>8 549</b>	<b>407 398</b>	<b>376 999</b>	<b>30 399</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 septembre 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 26,4 M\$ au troisième trimestre de 2020, en baisse de 6 % comparativement à 28,2 M\$ pour le même trimestre l'an dernier, du fait essentiellement :

- de la baisse de l'apport des centrales au Chili découlant de la diminution des produits et de la hausse des charges d'exploitation;
  - de la baisse de l'apport de la centrale Jimmie Creek découlant de la baisse des produits.
- Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :
- la hausse de l'apport de la centrale Toba Montrose découlant de la hausse des produits.

L'apport des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'est chiffré à 3,0 M\$ pour le troisième trimestre de 2020, par rapport à un apport négatif de 0,1 M\$ pour le même trimestre l'an dernier, en raison surtout :

- de la hausse de l'apport des parcs éoliens Shannon et Flat Top en raison de l'augmentation des produits et de la diminution des charges d'exploitation.
- 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 13,2 M\$ au troisième trimestre de 2020, contre un apport de 7,1 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.

### **Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 39,5 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en baisse de 3 % comparativement à 40,6 M\$ pour la même période l'an dernier, du fait essentiellement :

- de la baisse de l'apport de la centrale Jimmie Creek découlant de la baisse des produits;
  - de la baisse de l'apport des centrales au Chili découlant de l'incidence défavorable nette de la diminution des produits par rapport à la baisse des charges d'exploitation.
- Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :
- la hausse de l'apport de la centrale Toba Montrose découlant de la hausse des produits.

L'apport des **parcs éoliens** des coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel s'est chiffré à 12,0 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en hausse de 31 % par rapport à un apport de 9,2 M\$ pour la même période l'an dernier, en raison surtout :

- de la hausse de l'apport des parcs éoliens Flat Top et Shannon en raison de la baisse des charges d'exploitation et de l'augmentation des produits;
- de 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 50,8 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, contre un apport de 20,7 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.

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

[En baisse, de 76,4 % à 70,9 %, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020](#)

[En baisse, de 73,7 % à 71,5 %, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020](#)

La diminution pour la période de trois 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 aux CIP du parc éolien Foard City, qui améliorent directement la marge, ainsi que par la hausse de la marge des parcs éoliens Shannon et Flat Top.

La diminution pour la période de neuf 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 hausse de 1 %, à 60,1 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

En hausse de 3 %, à 175,7 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020

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

- aux charges d'intérêts associées aux emprunts et aux obligations locatives des projets Phoebe et Foard City après la mise en service à la fin de 2019, et aux intérêts sur le financement de partage fiscal conclu simultanément au quatrième trimestre de 2019;
- aux charges d'intérêts liées aux emprunts à long terme repris dans le cadre de l'acquisition de Mountain Air.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- les produits d'intérêts sur les actions privilégiées détenues dans la coentreprise Innavik;
- la diminution des intérêts sur les facilités de crédit de la Société, qui ont été remboursées en partie pendant le premier trimestre de 2020.

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

- aux charges d'intérêts associées aux emprunts et aux obligations locatives des projets Phoebe et Foard City après la mise en service à la fin de 2019, et aux intérêts sur le financement de partage fiscal conclu simultanément au quatrième trimestre de 2019;
- aux charges d'intérêts liées aux emprunts à long terme repris dans le cadre de l'acquisition de Mountain Air.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- une baisse 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 du deuxième trimestre de 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 débetures convertibles de la Société était de 4,48 % au 30 septembre 2020 (4,48 % au 31 décembre 2019).

## Autres produits, montant net

Produits de 16,7 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

Produits de 58,3 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(4 303)	—	(15 733)	—
Crédits d'impôt sur la production	(8 229)	—	(31 281)	—
Profit réalisé sur les contreparties conditionnelles	—	—	(945)	—
Coûts de restructuration	707	1 822	1 157	1 822
Coûts de transaction liés aux regroupements d'entreprises	527	199	868	211
Profit de change réalisé	(689)	(2 723)	(4 878)	(2 939)
Autres, montant net	(4 738)	(3 215)	(7 438)	(1 733)
	(16 725)	(3 917)	(58 250)	(2 639)

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

- aux CIP générés par le projet éolien Foard City, après sa mise en service à la fin de 2019, et imputés en tant que remboursement du capital sur le financement de partage fiscal;
- aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal et imputés en tant que remboursement du capital sur le financement de partage fiscal, qui se rapportent principalement au projet solaire Phoebe mis en service à la fin de 2019, lequel fait l'objet d'un amortissement fiscal accéléré.

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

- aux CIP générés par le parc éolien Foard City, après sa mise en service à la fin de 2019, et imputés en tant que remboursement du capital sur le financement de partage fiscal;
- aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal et imputés en tant que remboursement du capital sur le financement de partage fiscal, qui se rapportent principalement au projet solaire Phoebe mis en service à la fin de 2019, lequel fait l'objet d'un amortissement fiscal accéléré;
- à une compensation pour les interruptions des activités survenues en 2020 relativement à la réduction dans certaines installations en France découlant des résultats des suivis environnementaux, combinée à une interruption temporaire de la production dans deux installations françaises;
- à une augmentation du 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 23 %, à 59,4 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

En hausse de 20 %, à 170,1 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020

L'augmentation pour les périodes de trois mois et de neuf 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;
- à la charge d'amortissement du parc solaire Salvador au Chili à la suite de son acquisition le 14 mai 2020;
- à la charge d'amortissement des parcs éoliens de Mountain Air en Idaho à la suite de leur acquisition le 15 juillet 2020.

### **Quote-part du bénéfice (de la perte) des coentreprises et des entreprises associées**

Quote-part du bénéfice de 11,4 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, comparativement à 16,2 M\$ pour la période correspondante de 2019

Quote-part de la perte de 21,4 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, comparativement à une quote-part du bénéfice de 9,2 M\$ pour la période correspondante de 2019

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

- à une variation défavorable de respectivement 1,2 M\$ et 1,5 M\$ au titre 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.

Cet élément a en partie été contrebalancé par :

- une variation favorable de 0,2 M\$ au titre de la juste valeur des contrats à terme sur obligations d'Innavik conclus en février 2020, 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;
- une variation favorable de 1,2 M\$ au titre de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex.

La perte pour la période de neuf mois est principalement attribuable :

- à une variation défavorable de respectivement 7,7 M\$ et 18,7 M\$ au titre 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 2,2 M\$ au titre de la juste valeur des contrats à terme sur obligations d'Innavik conclus en février 2020, 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.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- une variation favorable de 1,8 M\$ au titre de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex.

## Variation de la juste valeur des instruments financiers

Profit découlant d'une variation de la juste valeur des instruments financiers de 1,9 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, comparativement à une perte de 6,0 M\$ pour la période correspondante de 2019

Perte découlant d'une variation de la juste valeur des instruments financiers de 24,8 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, comparativement à une perte de 9,2 M\$ pour la période correspondante de 2019

(Profit) perte	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	(23)	6 031	12 796	9 225
Partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers				
Profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	(2 447)	—	(7 414)	—
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	611	—	19 453	—
<b>Variation de la juste valeur des instruments financiers comptabilisée dans les comptes consolidés résumés de résultat</b>	<b>(1 859)</b>	<b>6 031</b>	<b>24 835</b>	<b>9 225</b>

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 septembre 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.
 Cet élément a été en partie contrebalancé par :
  - des règlements défavorables nets effectués dans le cadre de la couverture de base de Phoebe.
- à un profit net latent 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;
  - de l'incidence favorable de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe;
  - d'un profit latent sur la conversion de prêts intragroupe.
 Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :
  - l'incidence défavorable de la variation de la juste valeur du portefeuille de contrats de change à terme de la Société;
  - une variation défavorable de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité de Salvador.

La perte liée à la variation de la juste valeur des instruments financiers pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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.
 Cet élément a été contrebalancé partiellement par :
  - des règlements favorables nets effectués dans le cadre des couvertures du prix de l'électricité de Phoebe et de Salvador.
- à 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;
  - de l'incidence défavorable de la variation de la juste valeur du portefeuille de contrats de change à terme de la Société.
 Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :
  - l'incidence favorable de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe;
  - un profit latent sur la conversion de prêts intragroupe.

## Charge d'impôt

Charge d'impôt à 11,5 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, comparativement à une charge d'impôt de 3,7 M\$ pour la période correspondante de 2019

Montant d'impôt de 11,5 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, comparativement à une charge d'impôt de 1,2 M\$ pour la période correspondante de 2019

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, la Société a enregistré une charge d'impôt de 11,5 M\$, laquelle s'explique essentiellement par un changement dans la position fiscale différée attribuée aux investisseurs participant au partage fiscal dans le projet solaire Phoebe et, dans une moindre mesure, dans les projets Flat Top et Shannon.

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

Bénéfice net de 7,5 M\$ (bénéfice de base et dilué de 0,06 \$ par action) pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, comparativement à un bénéfice net découlant des activités poursuivies de 9,9 M\$ (bénéfice de base et dilué de 0,10 \$ par action) pour la période correspondante de 2019

Perte nette de 41,0 M\$ (perte de base et diluée de 0,29 \$ par action) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, comparativement à une perte nette découlant des activités poursuivies de 5,0 M\$ (perte de base et diluée de 0,04 \$ par action) pour la période correspondante de 2019

Pour la période de trois mois, la diminution du bénéfice net de 2,4 M\$ s'explique principalement par :

- une augmentation de 11,0 M\$ des amortissements, qui découle surtout des installations Foard City et Phoebe mises en service à la fin de 2019 ainsi que des acquisitions de Salvador et de Mountain Air en 2020;
- une augmentation de 7,8 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal;
- une diminution de 4,8 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées, qui s'explique dans une large mesure par la variation 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, lesquels ne sont pas désignés comme couvertures de flux de trésorerie et sont donc comptabilisés directement comme un élément de la perte nette de l'entité.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une augmentation de 12,8 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 7,9 M\$ lié à la variation de la juste valeur des instruments financiers, attribuable en grande partie aux profits latents sur la couverture du prix de l'électricité et la couverture de base de Phoebe, ainsi qu'au profit réalisé sur la couverture du prix de l'électricité de Salvador.

Pour la période de neuf mois, l'augmentation de la perte nette de 36,0 M\$ s'explique principalement par :

- une augmentation de 30,6 M\$ de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, qui s'explique dans une large mesure par la variation 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, lesquels ne sont pas désignés comme couvertures de flux de trésorerie et sont donc comptabilisés directement comme un élément de la perte nette de l'entité;
- une augmentation de 28,5 M\$ des amortissements, qui découle surtout des installations Foard City et Phoebe mises en service à la fin de 2019 ainsi que des acquisitions de Salvador et de Mountain Air en 2020;
- une perte de 15,6 M\$ liée à la variation de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout :
  - à une hausse de 12,0 M\$ de la perte réalisée, qui s'explique en grande partie par une perte de 19,5 M\$ sur la couverture de base de Phoebe, qui s'est matérialisée principalement au cours du premier trimestre de 2020, en partie contrebalancée par des profits réalisés sur les couvertures du prix de l'électricité de Phoebe et de Salvador;
  - à une hausse de 3,6 M\$ de la perte latente, qui découle essentiellement de la variation défavorable nette de la perte latente sur la couverture du prix de l'électricité et la couverture de base de Phoebe et de la variation défavorable de la perte latente sur le portefeuille de contrats de change à terme de la Société, contrebalancées partiellement par la variation favorable de la conversion des prêts intragroupe;
- une augmentation de 10,4 M\$ de la charge d'impôt attribuable essentiellement aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal, réduite en partie par le gain imposable découlant de l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le projet solaire Phoebe;

- une augmentation de 5,0 M\$ des charges financières découlant principalement de la mise en service de Foard City et de Phoebe à la fin de 2019 et de l'acquisition de Mountain Air en 2020, en partie contrebalancées par les économies d'intérêts réalisées sur les facilités renouvelables de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec, la réduction des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel de Harrison Hydro et les intérêts gagnés sur les actions privilégiées d'Innavik.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- une augmentation de 55,6 M\$ du montant net 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.

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

Bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies de 13,4 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, comparativement à 13,6 M\$ en 2019

Bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies de 9,3 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, comparativement à une perte nette ajustée découlant des activités poursuivies de 0,4 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 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, lesquels sont détenus pour leurs flux de trésorerie à long terme, pour toute la durée de vie d'un projet. 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 sont 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 15 mois), les pertes réalisées sur la couverture de base de Phoebe sont réputées ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex, et sont donc exclues du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies.

Incidence des instruments financiers sur le bénéfice net (la perte nette)	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	7 492	9 896	(41 005)	(4 977)
<i>Ajouter (déduire) :</i>				
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	(23)	6 031	12 796	9 225
Partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe	611	—	19 453	—
Perte réalisée sur les contrats de change à terme	(755)	(1 973)	(1 580)	(2 421)
Charge (recouvrement) d'impôt lié aux éléments ci-dessus	1 201	84	(4 000)	(690)
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	4 850	(453)	23 655	(1 580)
<b>Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies</b>	<b>13 376</b>	<b>13 585</b>	<b>9 319</b>	<b>(443)</b>

#### Participations ne donnant pas le contrôle

Attribution d'une perte de 4,2 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020, comparativement à 4,4 M\$ pour la période correspondante de 2019

Attribution d'un bénéfice de 3,5 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, comparativement à l'attribution d'une perte de 1,9 M\$ pour la période correspondante de 2019

L'attribution de la perte aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle est demeurée relativement stable pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020 comparativement à la même période l'an dernier.

Le bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 découle surtout :

- d'une répartition moins élevée de la perte aux participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex Europe, en raison surtout d'un profit net 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 moins élevée de la perte aux participations ne donnant pas le contrôle, en raison surtout de la diminution des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel de Harrison Hydro attribuable aux périodes d'inflation négative au deuxième trimestre de 2020, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

## SECTEURS GÉOGRAPHIQUES

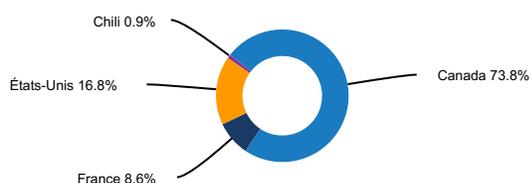
Au 30 septembre 2020, et exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, lesquels sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, la Société avait des participations dans les installations en exploitation suivantes, soit : 29 centrales hydroélectriques, 6 parcs éoliens et 1 parc solaire au Canada, 15 parcs éoliens en France, 1 centrale hydroélectrique, 7 parcs éoliens 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 neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
<b>Produits</b>				
Canada	120 038	116 993	320 958	338 137
France	13 938	16 274	67 063	63 413
États-Unis	27 274	9 547	54 738	12 376
Chili	1 401	—	2 521	—
	162 651	142 814	445 280	413 926

	Aux	
	30 septembre 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	3 558 240	3 629 942
France	929 489	891 764
États-Unis	1 900 629	1 293 983
Chili	208 003	142 268
	6 596 361	5 957 957

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

Produits par pays - T3 2020



Produits par pays - T3 2019



## Canada

Produits en hausse de 3 %, à 120,0 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

Produits en baisse de 5 %, à 321,0 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en baisse de 2 %, à 3 558,2 M\$, au 30 septembre 2020, comparativement à ceux au 31 décembre 2019

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

- à la hausse des produits générés par les parcs éoliens du Québec en raison de l'augmentation de la production;
- à la hausse des produits générés par les centrales hydroélectriques du Québec découlant de l'augmentation de la production.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- la baisse des produits générés par les centrales de la Colombie-Britannique en raison de la réduction de BC Hydro et de la diminution des prix de vente moyens;
- la baisse des produits générés par le parc solaire en Ontario découlant de la diminution de la production.

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

- à la baisse des produits générés en Colombie-Britannique en raison de l'incidence défavorable nette de la diminution de la production sur la hausse des prix de vente moyens;
- à la baisse des produits générés par les parcs éoliens du Québec découlant de la diminution de la production;
- 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 actions privilégiées reçues en échange d'un apport en trésorerie versé à Innavik Hydro, société en commandite, en vue de la construction du projet hydroélectrique en coentreprise.

## France

Produits en baisse de 14 %, à 13,9 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

Produits en hausse de 6 %, à 67,1 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en hausse de 4 %, à 929,5 M\$, au 30 septembre 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 découlant de la diminution de la production.

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

- à l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens 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 27,3 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

Produits en hausse, à 54,7 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en hausse de 47 %, à 1 900,6 M\$ au 30 septembre 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'acquisition de Mountain Air le 15 juillet 2020;
- 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 neuf 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'acquisition de Mountain Air le 15 juillet 2020.

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 et du projet éolien Griffin Trail;
- aux ajouts aux actifs non courants liés à l'acquisition de Mountain Air le 15 juillet 2020;
- à la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

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.

## Chili

Produits en hausse, à 1,4 M\$, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

Produits en hausse, à 2,5 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020

Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé, en hausse de 46 %, à 208,0 M\$ au 30 septembre 2020, par rapport à ceux au 31 décembre 2019

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

- l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020.

Pour la période close le 30 septembre 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 Llama comptabilisé dans les autres éléments du résultat global.

La participation de la Société dans Energía Llama 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 septembre 2020			Période de trois mois close le 30 septembre 2019		
	Innergex <sup>1</sup>	HS Orka <sup>2</sup>	Total	Innergex <sup>1</sup>	HS Orka <sup>2</sup>	Total
Production	2 021 559	—	2 021 559	1 665 362	—	1 665 362
Produits	162 651	—	162 651	142 814	—	142 814
BAlIA ajusté <sup>3</sup>	108 524	—	108 524	107 351	—	107 351
Bénéfice net (perte nette)	7 492	—	7 492	9 896	(193)	9 703

1. Équivaut aux activités poursuivies.

2. Équivaut aux activités abandonnées.

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

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2020			Période de neuf mois close le 30 septembre 2019		
	Innergex <sup>1</sup>	HS Orka <sup>2</sup>	Total	Innergex <sup>1</sup>	HS Orka <sup>2</sup>	Total
Production	5 886 949	—	5 886 949	4 715 820	545 424	5 261 244
Produits	445 280	—	445 280	413 926	40 006	453 932
BAlIA ajusté <sup>3</sup>	304 279	—	304 279	305 842	13 291	319 133
(Perte nette) bénéfice net	(41 005)	—	(41 005)	(4 977)	21 171	16 194

1. Équivaut aux activités poursuivies.

2. Équivaut aux activités abandonnées.

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

# STRUCTURE DU CAPITAL-ACTIONS

## Information sur le capital-actions

### Nombre d'actions ordinaires en circulation

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	173 858	133 400	169 048	133 229
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)				
Incidence des options sur actions	78	175	—	—
Incidence des actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	557	301	—	—
Incidence des débetures convertibles	—	—	—	—
	174 493	133 876	169 048	133 229
<b>Instruments exclus des éléments dilutifs (en milliers) :</b>				
Incidence des options sur actions	—	—	507	738
Incidence des actions détenues en fiducie liées au régime d'ARL	—	—	557	301
Incidence des débetures convertibles	13 777	16 576	13 777	16 576
	13 777	16 576	14 841	17 615

### Titres de participation de la Société

	Aux		
	9 novembre 2020	30 septembre 2020	30 septembre 2019
Nombre d'actions ordinaires	174 575 061	174 495 317	136 667 170
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	149 400	150 000	150 000
Nombre de débetures convertibles à 4,65 %	125 000	125 000	125 000
Nombre de débetures convertibles à 4,25 %	—	—	54 257
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	252 400	266 143	737 977

À la clôture des marchés le 9 novembre 2020 et depuis le 30 septembre 2020, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à la conversion de 1,3 M\$ des débetures convertibles à 4,75 % en circulation en 66 500 actions ordinaires ainsi qu'à l'émission de 8 825 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société. L'augmentation s'explique également par l'émission de 4 419 actions ordinaires à la suite de l'exercice sans décaissement de 13 743 options.

Au 30 septembre 2020, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 30 septembre 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 2 727 265 actions ordinaires. L'augmentation s'explique également par l'émission de 181 839 actions ordinaires à la suite de l'exercice sans décaissement de 521 056 options et de 282 220 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	31 409	23 917	94 118	70 650
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,175	0,540	0,525
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	767	767	2 300	2 300
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (\$/action)	0,2255	0,2255	0,6765	0,6765
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719	2 157	2 157
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C (\$/action)	0,3594	0,3594	1,0781	1,0781

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 janvier 2021 :

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 (\$)
10/11/2020	31/12/2020	15/01/2021	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 septembre 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.

## SITUATION FINANCIÈRE

Aux	30 septembre 2020	31 décembre 2019
<b>ACTIFS</b>		
<b>Actifs courants</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	156 360	156 224
Liquidités soumises à restrictions	39 509	39 451
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	92 861	—
Autres actifs courants	153 464	109 957
<b>Total des actifs courants</b>	<b>442 194</b>	<b>305 632</b>
<b>Actifs non courants</b>		
Immobilisations corporelles	4 983 481	4 620 025
Immobilisations incorporelles	945 036	682 227
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	475 495	511 899
Goodwill	76 608	60 666
Autres actifs non courants	225 320	191 655
<b>Total des actifs non courants</b>	<b>6 705 940</b>	<b>6 066 472</b>
<b>Total des actifs</b>	<b>7 148 134</b>	<b>6 372 104</b>
<b>PASSIFS</b>		
<b>Passifs courants</b>	<b>701 757</b>	<b>641 353</b>
<b>Passifs non courants</b>		
Prêts et emprunts à long terme	4 331 199	4 281 586
Autres passifs non courants	998 503	833 839
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>5 329 702</b>	<b>5 115 425</b>
<b>Total des passifs</b>	<b>6 031 459</b>	<b>5 756 778</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 047 437	604 384
Participations ne donnant pas le contrôle	69 238	10 942
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>1 116 675</b>	<b>615 326</b>
	<b>7 148 134</b>	<b>6 372 104</b>

### Éléments du fonds de roulement

#### Actifs courants

Les actifs courants s'élevaient à 442,2 M\$ au 30 septembre 2020, comparativement à 305,6 M\$ au 31 décembre 2019, une hausse de 136,6 M\$ découlant essentiellement :

- d'une hausse de 92,9 M\$ des crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec les activités de construction de Hillcrest;
- d'une hausse de 20,7 M\$ des créances clients liée à la saisonnalité;
- d'une hausse de 20,2 M\$ des actifs courants attribuable aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air.

Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par :

- une diminution nette de 11,5 M\$ des avances à recevoir du projet hydroélectrique Innavik liées aux actions privilégiées de 29,6 M\$ reçues en échange d'apports en trésorerie versés en 2019 et 2020 à Innavik Hydro, société en commandite, en vue de la construction du projet hydroélectrique en coentreprise.

### **Passifs courants**

Les passifs courants s'élevaient à 701,8 M\$ au 30 septembre 2020, comparativement à 641,4 M\$ au 31 décembre 2019, une hausse de 60,4 M\$ découlant essentiellement :

- d'une hausse de 39,0 M\$ des instruments financiers dérivés par suite d'une diminution générale de la courbe de taux d'intérêt au cours des neuf premiers mois de 2020;
- d'une baisse de 4,7 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, contrebalancé en partie par la partie courante des emprunts à long terme repris dans le cadre de l'acquisition de Mountain Air;
- d'une hausse de 23,3 M\$ des fournisseurs et autres créditeurs, en raison surtout d'une augmentation des intérêts à payer découlant du caractère saisonnier des paiements de certains instruments d'emprunt, ainsi que d'une hausse des dividendes à payer, en grande partie liée aux actions supplémentaires en circulation au 30 septembre 2020, par rapport au 31 décembre 2019;
- d'une hausse de 15,1 M\$ des passifs courants attribuable aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air;
- de l'appréciation du dollar américain et de l'euro par rapport au dollar canadien.

Au 30 septembre 2020, le fonds de roulement était négatif de 259,6 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 76,2 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 septembre 2020, sur les 700,0 M\$ à sa disposition sur les facilités de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 253,0 M\$ à titre d'avances de fonds, et 59,8 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 387,2 M\$. En outre, le projet Mesgi'g Ujgu'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 235,3 M\$ dans les passifs courants depuis le 31 décembre 2019.

### **Actifs non courants**

Les actifs non courants s'établissaient à 6 705,9 M\$ au 30 septembre 2020, comparativement à 6 066,5 M\$ au 31 décembre 2019, en hausse de 639,5 M\$ en raison principalement :

- d'une augmentation de 363,5 M\$ des immobilisations corporelles découlant :
  - d'une hausse de 242,0 M\$ attribuable à un investissement de 338,1 M\$ dans les activités de construction liées au projet solaire Hillcrest, déduction faite d'un crédit d'impôt à l'investissement de 96,2 M\$;
  - d'une hausse de 84,8 M\$ attribuable aux activités de construction liées au projet éolien Griffin Trail;
  - d'une hausse de 85,4 M\$ attribuable aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air;
  - de l'appréciation du dollar américain et de l'euro par rapport au dollar canadien.Ces éléments ont été en partie contrebalancés par la charge d'amortissement.
- d'une augmentation de 262,8 M\$ des immobilisations incorporelles, ce qui s'explique surtout par le montant de 286,8 M\$ lié aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air, contrebalancé en partie par la charge d'amortissement;
- d'une augmentation de 29,6 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 du projet hydroélectrique en coentreprise;
- d'une augmentation de 57,1 M\$ des actifs non courants, compte non tenu des immobilisations corporelles et incorporelles mentionnées ci-haut provenant des acquisitions de Salvador et de Mountain Air.

Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par :

- une diminution de 36,4 M\$ des participations dans des coentreprises et des entreprises associées;
- une diminution de 36,6 M\$ des instruments financiers dérivés.

### **Passifs non courants**

Les passifs non courants s'élevaient à 5 329,7 M\$ au 30 septembre 2020, comparativement à 5 115,4 M\$ au 31 décembre 2019, en hausse de 214,3 M\$ en raison essentiellement :

- d'une augmentation des prêts et emprunts à long terme de 49,6 M\$ découlant principalement :
  - des prélèvements de 180,2 M\$ sur l'emprunt lié à la construction du projet Hillcrest et le crédit-relais lié au partage fiscal;
  - des facilités d'emprunt à long terme de 166,0 M\$ reprises dans le cadre de l'acquisition de Mountain Air;
  - de l'appréciation du dollar américain et de l'euro par rapport au dollar canadien.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- un remboursement de 238,0 M\$ sur les facilités de crédit de la Société au moyen du produit tiré du placement privé d'Hydro-Québec de 661,0 M\$, déduction faite des prélèvements effectués pour la construction de Hillcrest, les acquisitions d'entreprises et d'autres besoins en trésorerie liés aux activités d'exploitation;
- des remboursements prévus de capital sur la dette à long terme.

Cet élément a été partiellement contrebalancé par :

- une hausse de 58,7 M\$ des instruments financiers dérivés par suite d'une diminution généralisée des courbes de taux d'intérêt, partiellement contrebalancée par la variation favorable des taux de change à long terme ;
- une hausse de 71,0 M\$ des obligations locatives liées aux projets Hillcrest et Griffin Trail, qui sont en construction;
- une augmentation de 43,3 M\$ des passifs non courants, déduction faite des prêts et emprunts à long terme, attribuable aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air.

Au 30 septembre 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 septembre 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 31 décembre 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. Si la dérogation n'est pas renouvelée, les prêteurs auront le droit d'exiger un remboursement. Par conséquent, l'emprunt de 235,3 M\$ a été réaffecté à la tranche à court terme de la dette à long terme. Au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019, le projet était en conformité avec les clauses financières.

#### 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 septembre 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	1 140 852	1 140 852	(131 816)	(131 816)
Swaps de taux d'intérêt	USD	178 650	238 301	(29 806)	(40 023)
Swaps de taux d'intérêt	EURO	141 014	220 419	(13 957)	(21 816)
Contrats de change à terme	CAD	469 007	469 007	(30 408)	(30 408)
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	USD	s.o.	s.o.	25 002	33 350
				(180 985)	(190 713)

#### Capitaux propres

Les capitaux propres se sont établis à 1 116,7 M\$ au 30 septembre 2020, comparativement à 615,3 M\$ au 31 décembre 2019, en hausse de 501,3 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;
- d'une augmentation de 63,2 M\$ des participations ne donnant pas le contrôle découlant de l'acquisition de Mountain Air.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- des dividendes de 98,6 M\$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées au cours de la période, comparativement à 75,1 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 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.

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 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 cherche à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent respectivement à 3,0 M\$ (3,6 M\$ sur la base des produits proportionnels<sup>1</sup>) et à 13,0 M\$ (14,8 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 septembre 2020, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 175,0 M\$, y compris un montant de 96,2 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 109,0 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, Foard City et Hillcrest, 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.

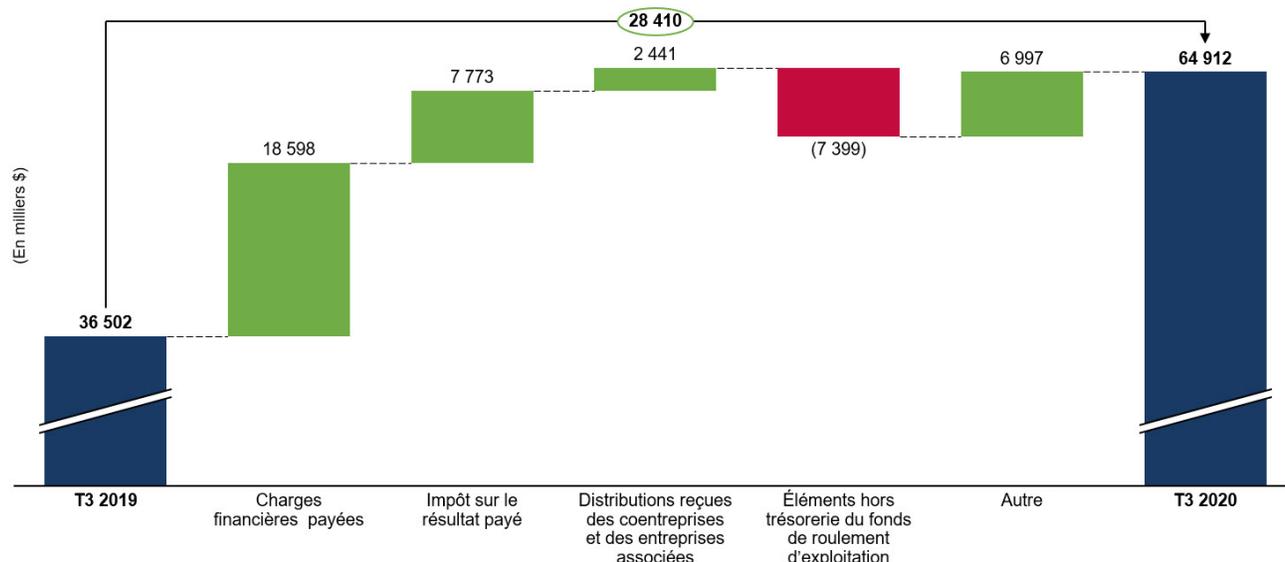
## LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	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	81 214	45 405	183 264	163 163
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(16 302)	(8 903)	(25 848)	(7 956)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies	64 912	36 502	157 416	155 207
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées	—	—	—	13 122
	64 912	36 502	157 416	168 329
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies	118 382	223 019	394 497	292 346
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités abandonnées	—	—	—	20 059
	118 382	223 019	394 497	312 405
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies	(252 890)	(201 682)	(555 805)	(380 666)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées	—	—	—	(31 957)
	(252 890)	(201 682)	(555 805)	(412 623)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(3 022)	(826)	4 028	(2 062)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(72 618)	57 013	136	66 049
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	228 978	88 622	156 224	79 586
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>	<b>156 360</b>	<b>145 635</b>	<b>156 360</b>	<b>145 635</b>

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

En hausse de 28,4 M\$ à 64,9 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

En hausse de 2,2 M\$ à 157,4 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020



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

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

- une diminution des charges financières payées de 18,6 M\$ découlant surtout du calendrier de certains paiements sur les emprunts liés aux projets au cours du trimestre comparatif et une diminution des charges d'intérêts liées aux facilités de crédit renouvelables de la Société;
- une diminution de l'impôt payé de 7,8 M\$, du fait surtout d'un paiement effectué en 2019 au titre d'un gain imposable à la suite d'une opération intersociétés relative à l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le projet solaire Phoebe;
- une augmentation des distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées de 2,4 M\$, qui a principalement trait au projet hydroélectrique Toba Montrose et au projet éolien Dokie.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- la variation défavorable de 7,4 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, qui découle surtout de ce qui suit :
  - une variation défavorable de 18,2 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des débiteurs, partiellement contrebalancée par une variation favorable de 11,3 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation découlant des fournisseurs et autres créiteurs.

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

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

- une diminution des charges financières payées de 14,8 M\$ découlant surtout d'une diminution des charges d'intérêts liées aux facilités de crédit renouvelables de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec;
- une diminution de l'impôt payé de 8,6 M\$, du fait surtout d'un paiement effectué en 2019 au titre d'un gain imposable à la suite d'une opération intersociétés relative à l'arrivée d'un investisseur participant au partage fiscal dans le projet solaire Phoebe;
- une augmentation des distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées de 3,7 M\$, qui a principalement trait au projet hydroélectrique Toba Montrose et au projet éolien Dokie.

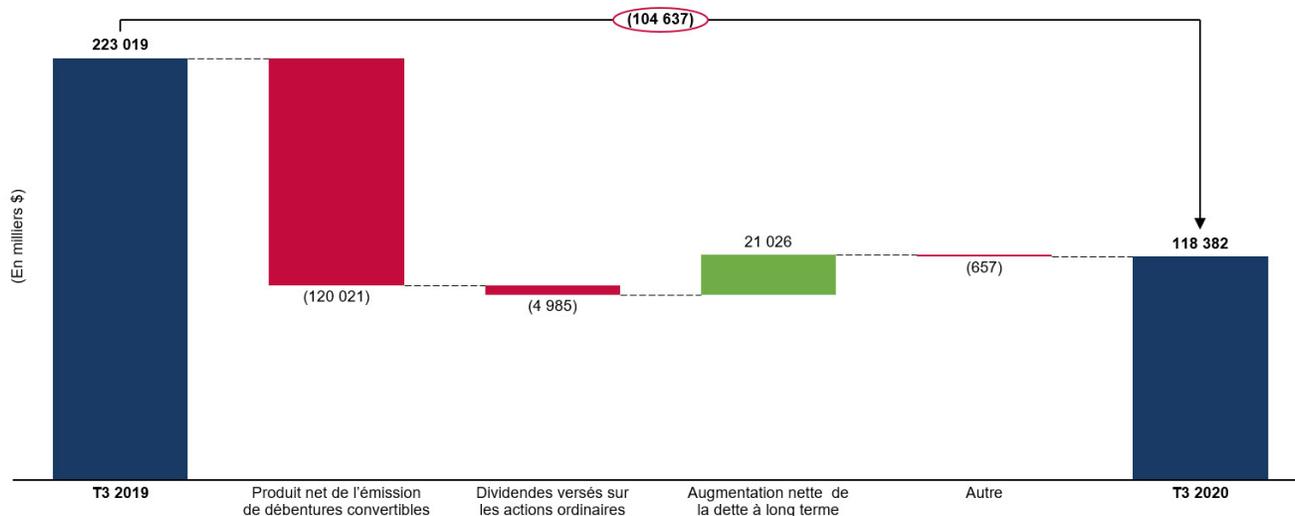
Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- la variation défavorable de 17,9 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, qui découle surtout de ce qui suit :
  - une variation défavorable de 12,5 M\$ des débiteurs et une variation défavorable de 6,0 M\$ des charges payées d'avance et autres.
- une perte réalisée de 12,0 M\$ sur instruments financiers dérivés (néant en 2019), attribuable surtout à une perte réalisée de 19,5 M\$ sur la couverture de base de Phoebe en raison de différentiels de base défavorables hors des heures de production au cours du premier trimestre de 2020, contrebalancée en partie par un profit réalisé de 7,4 M\$ sur les couvertures du prix de l'électricité de Phoebe et de Salvador.

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

En baisse de 104,6 M\$ à 118,4 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

En hausse de 102,2 M\$ à 394,5 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020



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

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

- une diminution de 120,0 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités de financement attribuable à l'émission de débetures convertibles au cours du troisième trimestre de 2019, alors qu'aucune émission du genre n'a eu lieu en 2020;
- une augmentation de 5,0 M\$ des dividendes versés sur les actions ordinaires, attribuable surtout aux 34 636 823 actions émises à Hydro-Québec le 6 février 2020.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation nette de la dette à long terme de 21,0 M\$ découlant principalement :
  - des prélèvements effectués pour la construction de Hillcrest et de Griffin Trail, contrebalancés en partie par les remboursements prévus de capital sur la dette à long terme.

**Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 658,4 M\$ liées au placement privé d'Hydro-Québec.

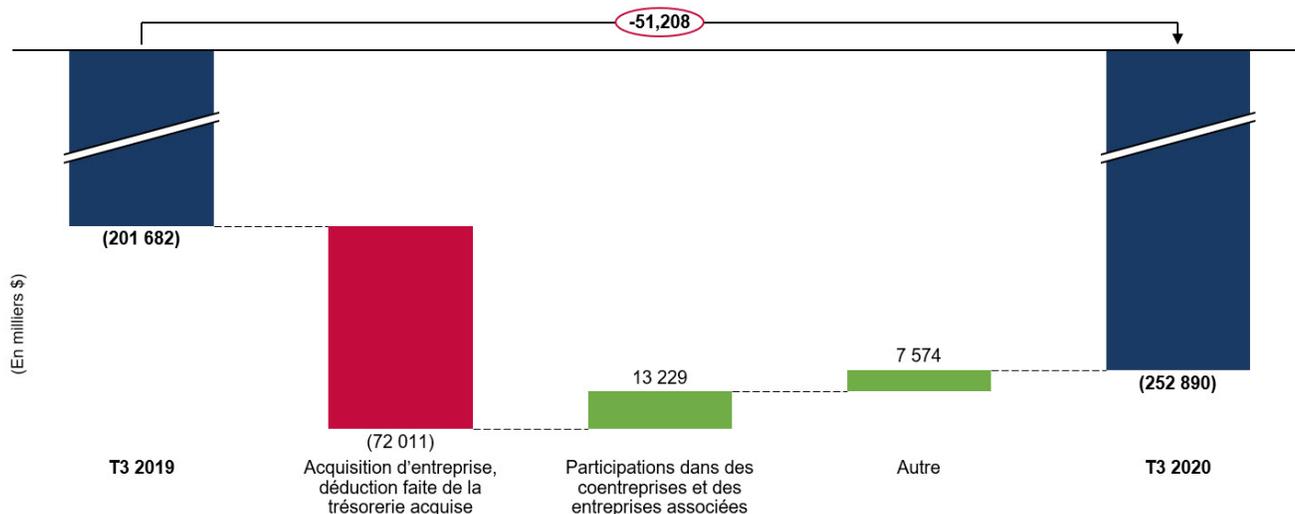
Cet élément a été en partie contrebalancé par :

- un remboursement net de 421,9 M\$ de la dette à long terme, principalement attribuable :
  - aux remboursements sur les facilités de crédit de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec, contrebalancés en partie par les prélèvements effectués pour la construction de Hillcrest et de Griffin Trail et les acquisitions de Mountain Air et de Salvador;
  - aux remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme.
- une diminution de 120,0 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités de financement, attribuable à l'émission de débetures convertibles au cours de 2019, alors qu'aucune émission du genre n'a eu lieu en 2020;
- une augmentation de 14,1 M\$ des dividendes versés sur les actions ordinaires, attribuable surtout aux 34 636 823 actions émises à Hydro-Québec le 6 février 2020.

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

Décaissements en hausse de 51,2 M\$ à 252,9 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2020

Décaissements en hausse de 175,1 M\$ à 555,8 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020



**Pour la période de trois mois close le 30 septembre 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 contrepartie en trésorerie de 72,0 M\$, déduction faite de la trésorerie acquise, effectuée au titre de l'acquisition de Mountain Air;  
contrebalancée en partie par
- une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de 13,2 M\$, en raison surtout du paiement, en 2019, du solde de l'engagement d'investissement dans Energia Llaima.

**Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 383,7 M\$ en 2019, ce qui s'explique par la vente de HS Orka à Jarõvarmi slhf, à néant en 2020;
- une contrepartie en trésorerie de 161,8 M\$, déduction faite de la trésorerie acquise, effectuée au titre des acquisitions de Salvador et de Mountain Air;
- une augmentation des ajouts aux frais de développement liés aux projets de 20,3 M\$, qui se rapporte surtout au projet éolien Griffin Trail;
- une hausse de 16,7 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 du projet hydroélectrique en coentreprise.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par :

- une diminution des ajouts aux immobilisations corporelles de 351,4 M\$, par rapport à 703,6 M\$ en 2019, ce qui s'explique surtout par la construction du projet solaire Phoebe et du projet éolien Foard City, à 352,3 M\$ en 2020, relativement à la construction du projet solaire Hillcrest et, plus récemment, du projet éolien Griffin Trail;
- une variation favorable de 45,8 M\$ des soldes de liquidités soumises à des restrictions découlant d'une hausse des liquidités soumises à des restrictions de 38,8 M\$ en 2019, attribuable essentiellement au financement initial par des investisseurs participant au partage fiscal pour Phoebe au deuxième trimestre de 2019, comparativement à une diminution de 7,0 M\$ en 2020;
- une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de 13,8 M\$, en raison surtout du paiement, en 2019, du solde de l'engagement d'investissement dans Energía Llaima.

## 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 septembre	
	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	229 152	213 585
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(4 510)	6 956
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(3 428)	(10 282)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(144 261)	(112 604)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup>	(11 617)	(18 601)
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	923	1 593
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	4 145	6 914
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe <sup>3</sup>	31 150	—
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>95 612</b>	<b>100 455</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	118 514	93 258
Ratio de distribution	124 %	93 %
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>		
Charges liées aux projets potentiels	15 340	16 945
<b>Flux de trésorerie disponibles ajustés</b>	<b>110 952</b>	<b>117 400</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD	113 084	90 856
Ratio de distribution ajusté	102 %	77 %

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 15 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 septembre 2020, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 124 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 93 % 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 septembre 2020		
	Flux de trésorerie disponibles	Dividendes	Ratio de distribution
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	96	119	124 %
Ajouter (déduire) les éléments suivants :			
Réduction de BC Hydro	15	—	
Diminution des paiements d'intérêts liés aux facilités de crédit renouvelables de la Société	(11)	—	
Augmentation des dividendes attribuable à Hydro-Québec	—	(19)	
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution - normalisés	100	100	100 %

La Société considère que les flux de trésorerie disponibles de 95,6 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 de la réduction imposée par BC Hydro en 2020;
- 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 septembre 2020, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 95,6 M\$, comparativement à 100,5 M\$ pour la période correspondante de l'an dernier.

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

- à une augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette en raison du début de la période de remboursement du financement de certains projets qui n'étaient pas en vigueur pendant la période comparative;
- à l'incidence défavorable sur le BAIIA ajusté proportionnel découlant de la réduction imposée par BC Hydro en 2020;
- 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 la baisse de la production en raison surtout des conditions météorologiques.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par :

- 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 de la période comparative;
- 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.

## RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Périodes de trois mois closes les			
	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019
Production (MWh)	2 021 559	2 185 793	1 679 598	1 793 803
Produits	162,7	150,5	132,1	143,1
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	108,5	105,3	90,4	103,3
Bénéfice net (perte nette)	7,5	(1,6)	(46,9)	(47,4)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	11,7	(2,5)	(53,7)	(46,8)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	0,06	(0,02)	(0,35)	(0,35)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	11,7	(2,5)	(53,7)	(46,2)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	0,06	(0,02)	(0,35)	(0,35)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	31,4	31,4	31,3	24,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,180	0,180	0,180	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 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018
Production (MWh)	1 665 362	1 741 953	1 308 505	1 396 066
Produits	142,8	144,7	126,4	138,3
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	107,4	105,2	93,2	103,3
Bénéfice net (perte nette)	9,7	7,3	(0,9)	14,2
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	14,3	(7,8)	(7,4)	15,9
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	0,10	(0,07)	(0,07)	0,12
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	14,1	10,8	(6,7)	13,7
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,09	0,07	(0,06)	0,10
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	23,9	23,4	23,4	22,6
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,175	0,175	0,175	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 neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
Produits	162 651	142 814	445 280	413 926
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)	17 590	17 197	26 730	25 170
Shannon (50 %)	1 482	1 013	4 711	5 558
Flat Top (51 %)	1 976	582	6 470	6 305
Dokie (25,5 %)	2 268	1 712	7 302	5 465
Jimmie Creek (50,99 %)	6 384	7 677	7 607	9 974
Umbata Falls (49 %)	541	490	2 861	2 773
Viger-Denonville (50 %)	1 191	1 017	4 114	4 175
Duqueco (50 %) <sup>1</sup>	5 616	6 370	11 535	14 499
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	390	469	1 249	1 480
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	403	475	1 420	1 507
	37 841	37 002	73 999	76 906
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :				
Foard City	8 229	1 423	31 281	1 423
Shannon (50 %)	2 054	2 355	8 486	8 324
Flat Top (51 %)	2 961	3 310	11 065	10 941
	13 244	7 088	50 832	20 688
<b>Produits proportionnels</b>	<b>213 736</b>	<b>186 904</b>	<b>570 111</b>	<b>511 520</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, 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 neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	7 492	9 896	(41 005)	(4 977)
Charge d'impôt sur le résultat	11 508	3 749	11 540	1 164
Charges financières	60 122	59 474	175 700	170 704
Amortissements	59 368	48 343	170 061	141 558
<b>BAIIA</b>	<b>138 490</b>	<b>121 462</b>	<b>316 296</b>	<b>308 449</b>
Autres produits, montant net	(16 725)	(3 917)	(58 250)	(2 639)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(11 382)	(16 225)	21 398	(9 193)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(1 859)	6 031	24 835	9 225
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>108 524</b>	<b>107 351</b>	<b>304 279</b>	<b>305 842</b>
<b>Marge du BAIIA ajusté</b>	<b>66,7 %</b>	<b>75,2 %</b>	<b>68,3 %</b>	<b>73,9 %</b>

## 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
BAIIA ajusté	108 524	107 351	304 279	305 842
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)	15 341	15 030	21 585	20 046
Shannon (50 %)	(56)	(872)	546	1 237
Flat Top (51 %)	412	(1 213)	2 304	711
Dokie (25,5 %)	1 603	1 095	5 659	3 799
Jimmie Creek (50,99 %)	6 023	6 908	6 398	8 278
Umbata Falls (49 %)	311	315	2 254	2 178
Viger-Denonville (50 %)	1 030	868	3 470	3 418
Duqueco (50 %) <sup>1</sup>	4 543	5 454	8 499	9 115
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	184	469	736	1 022
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	274	391	836	665
	29 665	28 445	52 287	50 469
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :				
Foard City	8 229	1 423	31 281	1 423
Shannon (50 %)	2 054	2 355	8 486	8 324
Flat Top (51 %)	2 961	3 310	11 065	10 941
	13 244	7 088	50 832	20 688
BAIIA ajusté proportionnel	151 433	142 884	407 398	376 999
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	70,9 %	76,4 %	71,5 %	73,7 %

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 au « 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 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 septembre					
	2020			2019		
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
Production	2 021 559	2 177 606	93 %	1 665 362	1 765 093	94 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)	155 851	154 145	101 %	152 144	154 145	99 %
Shannon (50 %)	61 220	70 004	87 %	72 155	70 004	103 %
Flat Top (51 %)	89 726	91 725	98 %	101 347	91 725	110 %
Dokie (25,5 %)	19 639	17 231	114 %	13 912	17 231	81 %
Jimmie Creek (50,99 %)	46 035	54 373	85 %	61 723	54 373	114 %
Umbata Falls (49 %)	7 347	10 443	70 %	6 486	10 444	62 %
Viger-Denonville (50 %)	7 849	8 175	96 %	6 729	8 175	82 %
Duqueco (50 %) <sup>1</sup>	53 485	52 743	101 %	61 864	57 079	108 %
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	5 219	4 333	120 %	4 199	4 406	95 %
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	3 219	3 780	85 %	3 230	3 665	88 %
	449 590	466 952	96 %	483 789	471 247	103 %
<b>Production proportionnelle</b>	<b>2 471 149</b>	<b>2 644 558</b>	<b>93 %</b>	<b>2 149 151</b>	<b>2 236 340</b>	<b>96 %</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 neuf mois closes les 30 septembre					
	2020			2019		
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
Production	5 886 949	6 324 336	93 %	4 715 820	4 835 085	98 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)	256 449	254 227	101 %	243 782	254 227	96 %
Shannon (50 %)	248 728	264 208	94 %	252 936	264 208	96 %
Flat Top (51 %)	328 042	327 715	100 %	332 474	327 715	101 %
Dokie (25,5 %)	63 005	54 447	116 %	44 799	54 447	82 %
Jimmie Creek (50,99 %)	55 059	78 051	71 %	87 944	78 051	113 %
Umbata Falls (49 %)	38 052	37 271	102 %	36 635	37 271	98 %
Viger-Denonville (50 %)	27 111	26 050	104 %	27 626	26 050	106 %
Duqueco (50 %) <sup>1</sup>	89 763	110 451	81 %	109 161	108 445	101 %
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	14 337	17 310	83 %	14 985	16 158	93 %
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	9 285	11 050	84 %	9 798	10 713	91 %
	1 129 831	1 180 780	96 %	1 160 140	1 177 285	99 %
<b>Production proportionnelle</b>	<b>7 016 780</b>	<b>7 505 116</b>	<b>93 %</b>	<b>5 875 960</b>	<b>6 012 370</b>	<b>98 %</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 avec Hydro-Québec), à son intégration d'entreprises, à sa gouvernance, à ses perspectives commerciales, à ses objectifs, à ses plans et à ses priorités stratégiques, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent rapport de gestion.

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

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

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

naturelles et cas de force majeure; la cybersécurité; le caractère suffisant de la couverture d'assurances; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; le fait que les produits provenant de certaines installations fluctuent en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité; les risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains; les modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et la disponibilité du financement de partage fiscal; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les risques liés aux éboulements, avalanches, tornades, ouragans ou autres événements en dehors du contrôle de la Société; les réclamations défavorables sur les titres de propriété; les responsabilités inconnues; la dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger nos droits et l'information confidentielle; et les risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite de représentants de la Société.

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>

**Produits prévus**

Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris les parcs éoliens Foard City, Shannon et Flat Top, le parc solaire Phoebe et la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les CAÉ prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation.

Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. La consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »

Dépendance envers les CAÉ

Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité

Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité

Changements dans la conjoncture économique générale

Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants

**BAlIA ajusté prévu**

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 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.

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »

Charges d'entretien imprévues

**BAlIA ajusté proportionnel prévu**

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.

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

**Intention de payer un dividende trimestriel**

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

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

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 de partage fiscal  
 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 de partage fiscal  
 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

Le 1er janvier 2020, 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.

## Nouvelles normes comptables et interprétations publiées, mais n'ayant pas encore été adoptées

### Modifications d'IAS 16, *Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue*

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue* (modifications d'IAS 16). Les modifications empêchent une entité de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments qui ont été produits pendant que l'immobilisation est amenée à l'emplacement et mise dans l'état nécessaire pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité comptabilise plutôt le produit de la vente de ces articles, ainsi que les coûts de production de ces articles, en résultat net. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2022. L'application de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence significative sur la Société.

### Réforme des taux d'intérêt de référence, phase 2 (modifications d'IFRS 9, d'IAS 39, d'IFRS 7, d'IFRS 4 et d'IFRS 16)

Le 27 août 2020, l'IASB a parachevé sa réponse à la réforme des taux interbancaires et autres taux d'intérêt de référence en cours en publiant un ensemble de modifications aux normes IFRS. Ces modifications complètent celles publiées en 2019 dans le cadre de la phase 1 des modifications et traitent essentiellement de ce qui suit :

- modifications touchant les flux de trésorerie contractuels : une société n'aura pas à décomptabiliser la valeur comptable des instruments financiers pour tenir compte des changements requis par la réforme, et devra plutôt mettre à jour le taux d'intérêt effectif pour refléter le remplacement du taux de référence par un taux de référence alternatif;
- comptabilité de couverture : la société n'aura pas à cesser d'appliquer la comptabilité de couverture uniquement en raison de changements requis par la réforme si la couverture répond aux autres critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture;
- informations à fournir : la société devra fournir des informations sur les nouveaux risques découlant de la réforme et sur sa manière de gérer le passage aux taux de référence alternatifs.

Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2021. L'adoption anticipée est permise. L'incidence sur la Société est en cours d'évaluation par la direction.

## 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 intermédiaires 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 juillet 2020 et close le 30 septembre 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.

## ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

### **Contrepartie en trésorerie versée au projet solaire Hillcrest par l'investisseur participant au partage fiscal**

Le 29 octobre 2020, Hillcrest Solar Partners a reçu 22,4 M\$ US (29,8 M\$) de la part de l'investisseur participant au partage fiscal en échange de sa participation de membre de catégorie A. Ce montant représente 20 % du montant total du placement de l'investisseur participant au partage fiscal. À la même date, le membre de catégorie B (Hillcrest Equity Holdings, sous le contrôle de la Société) a apporté sa contribution à Hillcrest Solar Partners en échange de sa participation de membre de catégorie B. La participation dans les actions de catégorie A est comptabilisée comme un instrument d'emprunt par la Société.

### **Clôture du financement du projet hydroélectrique Innavik**

Le 4 novembre 2020, Innavik Hydro Limited Partnership a conclu une entente de financement de construction et de crédit à long terme de 92,8 M\$ pour le projet hydroélectrique Innavik. La même journée, le contrat à terme sur obligation a été résilié, ce qui a entraîné une perte nette réalisée de 1,7 M\$. L'emprunt de construction à terme porte intérêt à 3,95 %. Une fois la construction terminée, le solde de l'emprunt susmentionné sera converti en un prêt à long terme portant intérêt au même taux fixe et arrivant à échéance en 2062.

# COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	2019	2020	2019	
Notes					
<b>Produits</b>		162 651	142 814	445 280	413 926
<b>Charges</b>					
Exploitation		37 040	24 403	94 932	72 147
Frais généraux et administratifs		12 388	7 731	32 969	25 272
Projets potentiels		4 699	3 329	13 100	10 665
Bénéfice avant les éléments suivants :		108 524	107 351	304 279	305 842
Amortissement des immobilisations corporelles	10	45 226	38 230	134 748	110 964
Amortissement des immobilisations incorporelles		14 142	10 113	35 313	30 594
Bénéfice avant les éléments suivants :		49 156	59 008	134 218	164 284
Charges financières	5	60 122	59 474	175 700	170 704
Autres produits, montant net	6	(16 725)	(3 917)	(58 250)	(2 639)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées		(11 382)	(16 225)	21 398	(9 193)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	8 b)	(1 859)	6 031	24 835	9 225
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		19 000	13 645	(29 465)	(3 813)
Charge d'impôt sur le résultat		11 508	3 749	11 540	1 164
<b>Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies</b>		7 492	9 896	(41 005)	(4 977)
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées	4	—	(193)	—	21 171
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>		7 492	9 703	(41 005)	16 194
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :</b>					
Propriétaires de la société mère		11 740	14 085	(44 548)	18 117
Participations ne donnant pas le contrôle		(4 248)	(4 382)	3 543	(1 923)
		7 492	9 703	(41 005)	16 194
<b>Bénéfice (perte) par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires :</b>					
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (\$)	9	0,06	0,10	(0,29)	(0,04)
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (\$)	9	0,06	0,10	(0,29)	(0,04)
<b>Bénéfice (perte) par action attribuable aux propriétaires :</b>					
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (\$)	9	0,06	0,09	(0,29)	0,10
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (\$)	9	0,06	0,09	(0,29)	0,10

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
	Notes			
Bénéfice net (perte nette)	7 492	9 703	(41 005)	16 194
<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	(21 589)	3 424	16 378	(11 359)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	8 587	771	1 834	4 337
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	8 4 589	(12 899)	(111 237)	(15 647)
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie	598	3 308	(5 788)	7 571
Impôt différé connexe	(1 241)	3 138	27 863	4 486
<b>Autres éléments du résultat global découlant des activités poursuivies</b>	(17 056)	(2 258)	(70 950)	(10 612)
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	4 —	—	—	3 928
<b>Autres éléments du résultat global</b>	(17 056)	(2 258)	(70 950)	(6 684)
<b>Total du résultat global</b>	(9 564)	7 445	(111 955)	9 510
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>				
Propriétaires de la société mère	(5 804)	13 249	(115 881)	37 352
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 760)	(5 804)	3 926	(27 842)
	(9 564)	7 445	(111 955)	9 510

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux 30 septembre 2020 31 décembre 2019

	Notes		
<b>ACTIFS</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		156 360	156 224
Liquidités soumises à restrictions		39 509	39 451
Débiteurs		115 864	92 265
Instruments financiers dérivés	8	11 235	5 419
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	10	92 861	—
Charges payées d'avance et autres		26 365	12 273
<b>Total des actifs courants</b>		<b>442 194</b>	<b>305 632</b>
<b>Actifs non courants</b>			
Immobilisations corporelles	10	4 983 481	4 620 025
Immobilisations incorporelles		945 036	682 227
Frais de développement liés aux projets		8 671	11 135
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		475 495	511 899
Instruments financiers dérivés	8	77 452	78 251
Actifs d'impôt différé		32 127	30 264
Goodwill		76 608	60 666
Autres actifs non courants		107 070	72 005
<b>Total des actifs non courants</b>		<b>6 705 940</b>	<b>6 066 472</b>
<b>Total des actifs</b>		<b>7 148 134</b>	<b>6 372 104</b>
<b>PASSIFS</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Fournisseurs et autres créditeurs		199 422	176 157
Instruments financiers dérivés	8	92 956	51 093
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs		409 379	414 103
<b>Total des passifs courants</b>		<b>701 757</b>	<b>641 353</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Instruments financiers dérivés	8	186 444	112 625
Prêts et emprunts à long terme		4 331 199	4 281 586
Autres passifs		388 676	292 421
Passifs d'impôt différé		423 383	428 793
<b>Total des passifs non courants</b>		<b>5 329 702</b>	<b>5 115 425</b>
<b>Total des passifs</b>		<b>6 031 459</b>	<b>5 756 778</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		1 047 437	604 384
Participations ne donnant pas le contrôle		69 238	10 942
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>1 116 675</b>	<b>615 326</b>
<b>Total des passifs et des capitaux propres</b>		<b>7 148 134</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 neuf mois close le 30 septembre 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	—	—	—	—	(44 548)	—	(44 548)	3 543	(41 005)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(71 333)	(71 333)	383	(70 950)
Total du résultat global	—	—	—	—	(44 548)	(71 333)	(115 881)	3 926	(111 955)
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 672 \$)	(1 842)	—	—	—	—	—	(1 842)	—	(1 842)
Acquisition d'entreprise (note 3)	—	—	—	—	—	—	—	63 169	63 169
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	5 247	—	—	—	—	—	5 247	—	5 247
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 12 b))	(754 355)	754 355	—	—	—	—	—	—	—
Paiements fondés sur des actions	—	58	—	—	—	—	58	—	58
Exercice d'options sur actions ordinaires	363	(2 226)	—	—	—	—	(1 863)	—	(1 863)
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)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(94 118)	—	(94 118)	—	(94 118)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(4 456)	—	(4 456)	—	(4 456)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(8 799)	(8 799)
<b>Solde au 30 septembre 2020</b>	<b>2 536</b>	<b>2 020 498</b>	<b>131 069</b>	<b>2 869</b>	<b>(1 022 971)</b>	<b>(86 564)</b>	<b>1 047 437</b>	<b>69 238</b>	<b>1 116 675</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 neuf mois close le 30 septembre 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 (perte nette)	—	—	—	—	18 117	—	18 117	(1 923)	16 194
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	19 235	19 235	(25 919)	(6 684)
Reclassement des pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies	—	—	—	—	(378)	378	—	—	—
Total du résultat global	—	—	—	—	17 739	19 613	37 352	(27 842)	9 510
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	2 219	—	—	—	—	—	2 219	—	2 219
Paiements fondés sur des actions	—	49	—	—	—	—	49	—	49
Exercice d'options sur actions ordinaires	1 323	(4 357)	—	—	—	—	(3 034)	—	(3 034)
Actions ordinaires émises par suite de la conversion de déventures convertibles	46 599	—	—	(856)	—	—	45 743	—	45 743
Déventures convertibles émises (déduction faite de l'impôt différé de 243 \$)	—	—	—	670	—	—	670	—	670
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 057	—	—	—	—	—	1 057	—	1 057
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(2 385)	—	—	—	—	—	(2 385)	—	(2 385)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(218)	(218)
Cession de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(260 846)	(260 846)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(70 650)	—	(70 650)	—	(70 650)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(4 456)	—	(4 456)	—	(4 456)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(13 233)	(13 233)
Solde au 30 septembre 2019	55 359	1 268 296	131 069	3 790	(806 257)	(15 900)	636 357	27 630	663 987

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		Périodes de neuf mois closes les	
		2020	2019	2020	2019
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>					
Bénéfice net (perte nette)		7 492	9 703	(41 005)	16 194
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées		—	193	—	(21 171)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies		7 492	9 896	(41 005)	(4 977)
Éléments sans effet sur la trésorerie :					
Amortissements		59 368	48 343	170 061	141 558
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées		(11 382)	(16 225)	21 398	(9 193)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	8	(23)	6 031	12 796	9 225
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal		(12 532)	—	(47 014)	—
Autres		(2 777)	1 156	(2 565)	1 076
Charges financières		60 122	59 474	175 700	170 704
Charges financières payées	13 b)	(37 755)	(56 352)	(127 306)	(142 133)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		11 249	8 808	19 394	15 728
Charge d'impôt sur le résultat		11 508	3 749	11 540	1 164
Impôt sur le résultat payé		(4 745)	(12 518)	(7 407)	(15 995)
Incidence de la variation des taux de change		689	(6 957)	(2 328)	(3 994)
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	13 a)	81 214	45 405	183 264	163 163
		(16 302)	(8 903)	(25 848)	(7 956)
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies		64 912	36 502	157 416	155 207
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées		—	—	—	13 122
		64 912	36 502	157 416	168 329
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>					
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(29 663)	(24 678)	(85 673)	(71 578)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(3 177)	(2 706)	(8 799)	(9 956)
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	13 c)	195 194	476 148	500 871	1 159 480
Remboursement de la dette à long terme	13 c)	(42 121)	(344 101)	(661 142)	(897 867)
Paiement d'obligations locatives		(1 145)	679	(1 700)	(2 335)
Produit net de l'émission de débentures convertibles		—	120 021	—	120 021
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		(150)	—	658 356	—
Achat d'actions ordinaires en vertu du régime d'actions liées au rendement		—	(2 385)	(6 008)	(2 385)
Paiement des retenues à la source à la suite de l'exercice d'options sur actions		(556)	41	(1 408)	(3 034)
Entrées de trésorerie liées aux activités de financement découlant des activités poursuivies		118 382	223 019	394 497	292 346
Entrées de trésorerie liées aux activités de financement découlant des activités abandonnées		—	—	—	20 059
		118 382	223 019	394 497	312 405
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>					
Acquisition d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	3	(72 011)	—	(161 792)	—
Produit de la vente d'entreprises, déduction faite des coûts de transaction (6 634 \$) et du montant de trésorerie cédé (13 877 \$)	4	—	(193)	—	383 696
Variation des liquidités soumises à des restrictions		66	197	6 971	(38 825)
Fonds nets investis dans les comptes de réserve		(757)	(233)	(5 934)	(2 357)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(181 027)	(184 304)	(352 259)	(703 645)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(2 031)	(2 966)	(25 667)	(5 410)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		—	(13 229)	—	(13 753)
Ajouts aux autres actifs non courants		2 870	(362)	(17 124)	(388)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		—	(592)	—	16
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies		(252 890)	(201 682)	(555 805)	(380 666)
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées		—	—	—	(31 957)
		(252 890)	(201 682)	(555 805)	(412 623)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(3 022)	(826)	4 028	(2 062)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(72 618)	57 013	136	66 049
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		228 978	88 622	156 224	79 586
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>		<b>156 360</b>	<b>145 635</b>	<b>156 360</b>	<b>145 635</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 ont été approuvés par le conseil d'administration le 10 novembre 2020.

Les produits de la Société varient selon la saison et sont habituellement à leur niveau le plus élevé au deuxième trimestre et à leur niveau le plus bas au premier trimestre. 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 et actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises qui sont évalués à la juste valeur. 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

Le 1er janvier 2020, 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.

### Nouvelles normes comptables et interprétations publiées, mais n'ayant pas encore été adoptées

#### Modifications d'IAS 16, *Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue*

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue* (Modifications d'IAS 16). Les modifications empêchent une entité de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments qui ont été produits pendant que l'immobilisation est amenée à l'emplacement et mise dans l'état nécessaire pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité comptabilise plutôt le produit de la vente de ces articles, ainsi que les coûts de production de ces articles, en résultat net. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2022. L'application de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence significative sur la Société.

#### Réforme des taux d'intérêt de référence, phase 2 (modifications d'IFRS 9, d'IAS 39, d'IFRS 7, d'IFRS 4 et d'IFRS 16)

Le 27 août 2020, l'IASB a parachevé sa réponse à la réforme des taux interbancaires et autres taux d'intérêt de référence en cours en publiant un ensemble de modifications aux normes IFRS. Ces modifications complètent celles publiées en 2019 dans le cadre de la phase 1 des modifications et traitent essentiellement de ce qui suit :

- modifications touchant les flux de trésorerie contractuels : une société n'aura pas à décomptabiliser la valeur comptable des instruments financiers pour tenir compte des changements requis par la réforme, et devra plutôt mettre à jour le taux d'intérêt effectif pour refléter le remplacement du taux de référence par un taux de référence alternatif;
- comptabilité de couverture : la société n'aura pas à cesser d'appliquer la comptabilité de couverture uniquement en raison de changements requis par la réforme si la couverture répond aux autres critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture;
- informations à fournir : la société devra fournir des informations sur les nouveaux risques découlant de la réforme et sur sa manière de gérer le passage aux taux de référence alternatifs.

Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2021. L'adoption anticipée est permise. L'incidence sur la Société est en cours d'évaluation par la direction.

### 3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

#### Acquisition de Mountain Air Alternatives LLC

Le 15 juillet 2020, la Société a acquis toutes les actions de catégorie B en circulation de Mountain Air Alternatives LLC (« Mountain Air »), qui détient un portefeuille de six parcs éoliens en exploitation dans le comté d'Elmore, en Idaho, aux États-Unis. Les actions de catégorie B de Mountain Air ont été acquises contre une contrepartie en trésorerie totale de 56 751 \$ US (77 272 \$), financée entièrement par les facilités de crédit renouvelables de la Société. L'acquisition de Mountain Air a permis d'ajouter une puissance installée brute additionnelle de 138 MW au portefeuille de la Société.

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 768 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés résumés de résultat.

Le placement a été comptabilisé comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés résumés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés résumés de résultat se sont chiffrés à 5 664 \$ et à 57 \$, respectivement, pour la période de 77 jours close le 30 septembre 2020. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2020, les produits et le bénéfice net consolidés auraient augmenté de 19 656 \$ et de 2 942 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2020 au 30 septembre 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	3 864	5 261
Liquidités soumises à restrictions	4 544	6 187
Débiteurs	1 482	2 018
Charges payées d'avance et autres	188	256
Immobilisations corporelles	17 867	24 328
Immobilisations incorporelles	207 201	282 125
Goodwill	10 378	14 131
Fournisseurs et autres créditeurs	(2 075)	(2 825)
Instruments financiers dérivés	(1 520)	(2 070)
Prêts et emprunts à long terme	(126 507)	(172 252)
Autres passifs	(1 900)	(2 587)
Passifs d'impôt différé	(10 378)	(14 131)
Participations ne donnant pas le contrôle	(46 393)	(63 169)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>56 751</b>	<b>77 272</b>

Les participations ne donnant pas le contrôle sont détenues par l'investisseur participant au partage fiscal initial, qui a droit à 37,75 % des distributions en espèces étant donné que le projet a été acquis après la date de basculement. La juste valeur des participations ne donnant pas le contrôle dans Mountain Air Alternatives LLC, une société non cotée en bourse, a été estimée au moyen d'une approche par le résultat.

#### 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. 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 100 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés résumés de résultat.

Le placement a été comptabilisé comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés résumés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés résumés de résultat se sont chiffrés à 2 521 \$ et à 90 \$, respectivement, pour la période de 139 jours close le 30 septembre 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 septembre 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	3 555
Charges payées d'avance et autres	1 253	1 764
Immobilisations corporelles	43 361	61 022
Immobilisations incorporelles	3 323	4 676
Instrument financiers dérivés	18 694	26 308
Actifs d'impôt différé	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>

Dans les états financiers de la période trimestrielle close le 30 juin 2020, un montant de 7 104 \$ a été comptabilisé au titre du goodwill. De plus amples renseignements sur les particularités spécifiques de la situation fiscale ont été obtenus au cours du trimestre. À titre d'ajustement de la comptabilisation initiale de l'acquisition, ce montant est désormais comptabilisé comme un actif d'impôt différé.

## 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. Les ajustements de clôture de la vente ont été finalisés en juillet 2019.

Le tableau suivant présente un sommaire du bénéfice net découlant des activités abandonnées :

	Période de trois mois close le 30 septembre 2019	Période de neuf mois close le 30 septembre 2019
Produits	—	40 006
Charges	—	39 677
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	—	(3 718)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	—	4 047
Recouvrement d'impôt	—	(40)
Bénéfice net découlant des activités abandonnées avant les éléments suivants :	—	4 087
Perte (profit) sur la vente de la filiale	193	(17 084)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées	(193)	21 171
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	—	3 928
<b>Total du résultat global découlant des activités abandonnées</b>	<b>(193)</b>	<b>25 099</b>
 (Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(193)	19 038
Participations ne donnant pas le contrôle	—	2 133
	(193)	21 171
 Total du résultat global découlant des activités abandonnées attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(193)	42 188
Participations ne donnant pas le contrôle	—	(17 089)
	(193)	25 099
 (Perte nette) bénéfice net par action découlant des activités abandonnées		
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (\$)	(0,01)	0,14
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (\$)	(0,01)	0,14

## 5. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	42 873	46 763	129 399	138 801
Charge d'intérêts sur les débetures convertibles	3 488	2 850	10 362	8 533
Charges d'intérêts sur le financement lié aux investisseurs participant au partage fiscal	6 118	—	19 106	—
Intérêts sur les obligations locatives	1 054	500	3 319	1 512
Produits d'intérêts sur les actions privilégiées	(1 252)	—	(4 214)	—
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	3 007	2 059	1 212	6 005
Amortissement des frais de financement	2 339	3 290	7 120	7 611
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme	733	1 218	2 082	1 852
Charges de désactualisation des autres passifs	1 413	1 478	3 892	3 227
Autres	349	1 316	3 422	3 163
	60 122	59 474	175 700	170 704

## 6. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(4 303)	—	(15 733)	—
Crédits d'impôt sur la production	(8 229)	—	(31 281)	—
Profit réalisé sur les contreparties conditionnelles	—	—	(945)	—
Coûts de restructuration	707	1 822	1 157	1 822
Coûts de transaction liés aux regroupements d'entreprises	527	199	868	211
Profit de change réalisé	(689)	(2 723)	(4 878)	(2 939)
Autres, montant net	(4 738)	(3 215)	(7 438)	(1 733)
	(16 725)	(3 917)	(58 250)	(2 639)

### **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 neuf mois closes le 30 septembre 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 4 303 \$ et à 15 733 \$, 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.

### 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 neuf mois closes le 30 septembre 2020, les CIP gagnés et appliqués en tant que paiement de capital au financement de partage fiscal se sont élevés à 8 229 \$ et à 31 281 \$, 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 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 arrivés à échéance le 20 août 2020 et ont été convertis en un seul contrat à terme sur obligations échéant le 20 novembre 2020, pour le même montant nominal total. Le contrat à terme sur obligations est un dérivé financier et est évalué 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)	—	(2 070)	26 308	—	24 238
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat - partie non réalisée <sup>2</sup>	(7 973)	1 335	(20 048)	13 890	(12 796)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	1 834	(108 320)	(2 917)	—	(109 403)
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	2 796	—	2 796
Écarts de change, montant net	—	(1 064)	(546)	(13 890)	(15 500)
Au 30 septembre 2020	(30 408)	(193 655)	33 350	—	(190 713)

1. La réévaluation, en dollars canadiens, de prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère a donné lieu à un profit de 13 890 \$. 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 les comptes consolidés résumés 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 les comptes consolidés résumés de résultat.

Présentés dans les états consolidés résumés de la situation financière :

Aux	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Actifs courants	11 235	5 419
Actifs non courants	77 452	78 251
Passifs courants	(92 956)	(51 093)
Passifs non courants	(186 444)	(112 625)
	(190 713)	(80 048)

## b. Variation de la juste valeur des instruments comptabilisée dans les comptes consolidés résumés de résultat

Présentés dans les comptes consolidés de résultat :

(Profit) perte	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	(23)	6 031	12 796	9 225
Partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers				
Profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	(2 447)	—	(7 414)	—
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	611	—	19 453	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers comptabilisée dans les comptes consolidés résumés de résultat	(1 859)	6 031	24 835	9 225

## 9. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019 Activités poursuivies <sup>1</sup>	2020	2019 Activités poursuivies <sup>1</sup>
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	11 740	14 278	(44 548)	(921)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 485)	(4 456)	(4 456)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	10 255	12 793	(49 004)	(5 377)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	173 858	133 400	169 048	133 229
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (\$)	0,06	0,10	(0,29)	(0,04)

Dilué	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019 Activités poursuivies <sup>1</sup>	2020	2019 Activités poursuivies <sup>1</sup>
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	10 255	12 793	(49 004)	(5 377)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	174 493	133 876	169 048	133 229
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (\$)	0,06	0,10	(0,29)	(0,04)

<sup>1</sup> Le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités abandonnées attribuable aux propriétaires de la société mère pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 s'est chiffré à (193) \$ et à 19 038 \$, ou à (0,01) \$ et à 0,14 \$ par action, respectivement. Le bénéfice net total attribuable aux actionnaires ordinaires pour les périodes de trois et de neuf mois closes le 30 septembre 2019 s'est établi à 12 600 \$ et à 13 661 \$, ou à 0,09 \$ et à 0,10 \$ par action, respectivement.

Rapprochement des dénominateurs	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019 Activités poursuivies	2020	2019 Activités poursuivies
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	173 858	133 400	169 048	133 229
Incidence des options sur actions	78	175	—	—
Incidence des actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	557	301	—	—
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, après dilution (en milliers)	174 493	133 876	169 048	133 229

Instruments qui sont exclus des éléments dilutifs (en milliers) :	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Options sur actions	—	—	507	738
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	—	—	557	301
Débiteures convertibles	13 777	16 576	13 777	16 576
	13 777	16 576	14 841	17 615

## 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>	71 021	311	1 927	1 473	339 337	695	414 764
Crédits d'impôt à l'investissement <sup>2</sup>	—	—	—	—	(96 156)	—	(96 156)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	660	—	24 328	60 362	—	—	85 350
Transfert provenant des projets en développement	—	—	—	—	28 110	—	28 110
Cessions	—	—	(325)	—	—	—	(325)
Autres modifications	(14 447)	(7)	12 345	1 705	—	916	512
Écarts de change, montant net	3 417	259	64 531	5 836	(73)	166	74 136
<b>Au 30 septembre 2020</b>	<b>181 460</b>	<b>2 091 597</b>	<b>2 617 240</b>	<b>535 454</b>	<b>374 170</b>	<b>34 239</b>	<b>5 834 160</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>	(4 229)	(28 568)	(85 209)	(14 798)	—	(2 800)	(135 604)
Cessions	—	—	152	—	—	—	152
Écarts de change, montant net	(124)	(219)	(6 920)	(152)	—	(68)	(7 483)
<b>Au 30 septembre 2020</b>	<b>(9 025)</b>	<b>(338 787)</b>	<b>(419 981)</b>	<b>(65 543)</b>	<b>—</b>	<b>(17 343)</b>	<b>(850 679)</b>
<b>Valeur comptable au 30 septembre 2020<sup>4</sup></b>	<b>172 435</b>	<b>1 752 810</b>	<b>2 197 259</b>	<b>469 911</b>	<b>374 170</b>	<b>16 896</b>	<b>4 983 481</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 5 984 \$.
- Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, la Société a accumulé 69 616 \$ US (96 156 \$) 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 septembre 2020, le solde des montants recouvrables au titre des crédits d'impôt à l'investissement s'établissait à 69 616 \$ US (92 861 \$).
- Une tranche de 856 \$ 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 176 030 \$ (montants de 168 653 \$, de 106 \$ et de 7 271 \$ 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

Au 30 septembre 2020, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, à l'exception de ce qui suit :

- Le projet Mesgi'g Ugju's'n s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019. Un manquement a été déclenché par la faillite d'un fournisseur considéré comme un participant majeur du projet dans le cadre de l'accord de crédit. Une dérogation a été obtenue et a ensuite été prolongée jusqu'au 31 décembre 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. Si la dérogation n'est pas renouvelée, les prêteurs auront le droit d'exiger un remboursement. Par conséquent, l'emprunt de 235,3 M\$ a été réaffecté à la tranche à court terme de la dette à long terme. Au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019, le projet était en conformité avec les clauses financières.

### 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)). À la suite du remboursement, des prélèvements supplémentaires de 252 996 \$ 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 252 996 \$ au 30 septembre 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 financement 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 82 033 \$ US (115 864 \$) portant intérêt au LIBOR majoré de 1,75 % et arrivant à échéance en 2027. Au 30 septembre 2020, un montant de 82 033 \$ US (109 424 \$) avait été prélevé. Après le début de la mise en service commerciale, 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 septembre 2020, un montant de 50 026 \$ US (66 730 \$) avait été prélevé. Après le début de la mise en service commerciale, 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 4 104 € (6 414 \$) au 30 septembre 2020.

#### d. Acquisition de Mountain Air

Dans le cadre de l'acquisition de Mountain Air, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes d'une juste valeur totale de 126 507 \$ US (172 252 \$), qui se composent :

- de billets de premier rang garantis (les « billets ») d'une valeur de 94 011 \$ US (128 005 \$), portant intérêt à un taux annuel de 6,00 % et échéant le 30 juin 2032. Les billets sont garantis par les parcs éoliens de Mountain Air. Ils ont été comptabilisés à leur juste valeur marchande de 109 407 \$ US (148 969 \$) pour un taux d'intérêt effectif de 3,80 %;
- d'un prêt à terme de 17 100 \$ US (23 283 \$) portant intérêt au LIBOR majoré de 3,00 % et arrivant à échéance le 30 novembre 2029. Le prêt a été comptabilisé à sa valeur comptable, laquelle a été considérée comme représentative de la juste valeur de la dette résiduelle.

Le solde s'élevait à 127 994 \$ US (170 731 \$) au 30 septembre 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.

#### 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 septembre 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 neuf mois closes le 30 septembre 2020, aucune option et 51 895 options, respectivement, ont été attribuées au total. Les droits rattachés aux options sur actions attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis pendant une période 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 \$.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, 241 855 et 521 056 options ont été exercées, respectivement, ce qui a donné lieu à l'émission de 87 905 et de 181 839 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, 2 673 options ont expiré.

#### 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 septembre	
	2020	2019
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,175

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, la Société a déclaré un dividende de 94 118 \$ (70 650 \$ en 2019).

#### 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 janvier 2021 :

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 (\$)
10/11/2020	31/12/2020	15/01/2021	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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Débiteurs	(29 992)	(11 760)	(26 107)	(13 566)
Charges payées d'avance et autres	(6 033)	(5 536)	(12 048)	(6 062)
Fournisseurs et autres créditeurs	19 723	8 393	12 307	11 672
	(16 302)	(8 903)	(25 848)	(7 956)

## b. Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(37 261)	(56 120)	(125 778)	(141 435)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(494)	(232)	(1 528)	(698)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(3 272)	(8 223)	(4 780)	(14 082)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(521)	(656)	(1 052)	(1 949)
<b>Total des charges financières</b>	<b>(41 548)</b>	<b>(65 231)</b>	<b>(133 138)</b>	<b>(158 164)</b>
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>				
Variation des immobilisations corporelles impayées	(19 111)	(75 031)	(13 773)	44 968
Crédit d'impôt à l'investissement	19 403	—	96 156	—
Actifs à long terme impayés	11 521	—	11 521	—
Variation des coûts de développement de projets impayés	266	329	266	(382)
Participation dans des coentreprises et des entreprises associées non payée	—	(13 753)	—	(13 753)
Réévaluation des autres passifs	3 207	12 130	6 061	38 002
Évaluation initiale des autres passifs	22 494	—	75 270	—
Actions ordinaires émises par suite de la conversion de débentures convertibles	—	45 743	—	45 743
Actions ordinaires émises par suite de l'exercice d'options sur actions	568	142	818	1 323
Actions dont les droits ont été acquis dans le régime d'actions liées au rendement	—	—	1 046	1 057
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	2 552	180	5 247	2 219
Ajustements de clôture impayés liés à la vente de HS Orka	—	—	—	3 327

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
<b>Variations de la dette à long terme</b>				
Dette à long terme au début de la période	4 133 473	4 470 596	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	195 194	476 148	510 127	1 174 117
Remboursement de la dette à long terme	(42 121)	(344 101)	(661 142)	(897 867)
Païement des frais de financement différés	—	—	(9 256)	(14 637)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	172 252	—	172 252	—
Attributs fiscaux	(4 303)	—	(15 733)	—
Crédits d'impôt sur la production	(8 229)	—	(31 281)	—
Autres charges financières hors trésorerie	11 794	15 403	28 093	33 407
Écarts de change, montant net	(5 500)	(11 705)	46 658	(62 416)
<b>Dette à long terme à la fin de la période</b>	<b>4 452 560</b>	<b>4 606 341</b>	<b>4 452 560</b>	<b>4 606 341</b>
<b>Variations des débetures convertibles</b>				
Débetures convertibles au début de la période	280 057	240 038	278 827	238 648
Émission de débetures convertibles	—	125 000	—	125 000
Coûts de transaction	—	(5 750)	—	(5 750)
Débetures convertibles converties en actions ordinaires	—	(45 743)	—	(45 743)
Montant classé dans les capitaux propres	—	(913)	—	(913)
Désactualisation des débetures convertibles	662	1 299	1 892	2 689
<b>Débetures convertibles à la fin de la période</b>	<b>280 719</b>	<b>313 931</b>	<b>280 719</b>	<b>313 931</b>

## 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 septembre 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<sup>1</sup> South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 17,82 \$ US à 94,09 \$ US le MWh entre le 1er octobre 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 octobre 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 24,01 \$ US à 94,09 \$ US le MWh entre le 1er octobre 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 30,51 \$ 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 août 2030; et 3) pour les dix 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<sup>2</sup> 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.

---

<sup>1</sup> Electricity Reliability Council of Texas.

<sup>2</sup> New York Mercantile Exchange.

**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) 26 857 \$. 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 1 582 \$ (plus 1 272 \$). 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) 2 966 \$. 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. La 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 des projets éoliens Yonne II et Griffin Trail a commencé au cours du troisième trimestre 2020. La construction du projet Griffin Trail ne devrait pas être retardée davantage. À la suite de l'annonce récente du confinement par le gouvernement français, les travaux de construction du projet Yonne II pourraient connaître des retards, principalement en raison de la fermeture des frontières.

## 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.

### Avis de réduction de BC Hydro

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 cherche à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent respectivement à 3 015 \$ (3 599 \$ sur la base des produits proportionnels<sup>1</sup>) et à 13 031 \$ (14 758 \$ 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 septembre 2020				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	76 170	67 726	18 755	162 651
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	30 521	6 917	403	37 841
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	13 244	—	13 244
Produits proportionnels sectoriels	106 691	87 887	19 158	213 736
BAlIA ajusté sectoriel	61 847	48 431	14 034	124 312
Quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	26 402	2 989	274	29 665
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	13 244	—	13 244
BAlIA ajusté proportionnel sectoriel	88 249	64 664	14 308	167 221
Marge du BAlIA ajusté sectorielle	81 %	72 %	75 %	76 %

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	169 157	235 325	40 798	445 280
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	49 982	22 597	1 420	73 999
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	50 832	—	50 832
Produits proportionnels sectoriels	219 139	308 754	42 218	570 111
BAlIA ajusté sectoriel	130 368	185 287	31 079	346 734
Quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	39 472	11 979	836	52 287
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	50 832	—	50 832
BAlIA ajusté proportionnel sectoriel	169 840	248 098	31 915	449 853
Marge du BAlIA ajusté sectorielle	77 %	79 %	76 %	78 %

Au 30 septembre 2020	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	184 003	220 462	16 031	420 496
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises (note 3)	—	24 328	61 022	85 350
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	311	1 927	1 473	3 711

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

Période de trois mois close le 30 septembre 2019				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	74 440	54 778	13 596	142 814
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	32 203	4 324	475	37 002
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	7 088	—	7 088
Produits proportionnels sectoriels	106 643	66 190	14 071	186 904
BAIIA ajusté sectoriel	62 778	41 589	13 187	117 554
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	28 176	(122)	391	28 445
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	7 088	—	7 088
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	90 954	48 555	13 578	153 087
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	84 %	76 %	97 %	82 %

Période de neuf mois close le 30 septembre 2019				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	178 969	211 797	23 160	413 926
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	53 895	21 503	1 506	76 904
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	20 688	—	20 688
Produits proportionnels sectoriels	232 864	253 988	24 666	511 518
BAIIA ajusté sectoriel	140 897	175 237	22 238	338 372
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	40 639	9 165	665	50 469
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	20 688	—	20 688
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	181 536	205 090	22 903	409 529
Marge du BAIIA ajusté proportionnelle	79 %	83 %	96 %	82 %

Au 30 septembre 2019	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	604	2 734	174	3 512

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) découlant des activités poursuivies, est présenté dans le tableau suivant :

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
BAIIA ajusté sectoriel	124 312	117 554	346 734	338 372
Charges non attribuées :				
Frais généraux et administratifs	11 089	6 874	29 355	21 865
Projets potentiels	4 699	3 329	13 100	10 665
BAIIA ajusté	108 524	107 351	304 279	305 842
Autres produits, montant net	(16 725)	(3 917)	(58 250)	(2 639)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(11 382)	(16 225)	21 398	(9 193)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(1 859)	6 031	24 835	9 225
BAIIA	138 490	121 462	316 296	308 449
Charges financières	60 122	59 474	175 700	170 704
Amortissements	59 368	48 343	170 061	141 558
Charge d'impôt sur le résultat	11 508	3 749	11 540	1 164
<b>Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies</b>	<b>7 492</b>	<b>9 896</b>	<b>(41 005)</b>	<b>(4 977)</b>

## Secteurs géographiques

Au 30 septembre 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, sept parcs éoliens 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
<b>Produits</b>				
Canada	120 038	116 993	320 958	338 137
France	13 938	16 274	67 063	63 413
États-Unis	27 274	9 547	54 738	12 376
Chile	1 401	—	2 521	—
	<b>162 651</b>	<b>142 814</b>	<b>445 280</b>	<b>413 926</b>

Aux	30 septembre 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	3 558 240	3 629 942
France	929 489	891 764
États-Unis	1 900 629	1 293 983
Chili	208 003	142 268
	<b>6 596 361</b>	<b>5 957 957</b>

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

## 18. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

### **Contrepartie en trésorerie versée au projet solaire Hillcrest par l'investisseur participant au partage fiscal**

Le 29 octobre 2020, Hillcrest Solar Partners a reçu 22 374 \$ US (29 809 \$) de la part de l'investisseur participant au partage fiscal en échange de sa participation de membre de catégorie A. Ce montant représente 20 % du montant total du placement de l'investisseur participant au partage fiscal. À la même date, le membre de catégorie B (Hillcrest Equity Holdings, sous le contrôle de la Société) a apporté sa contribution à Hillcrest Solar Partners en échange de sa participation de membre de catégorie B. La participation dans les actions de catégorie A est comptabilisée comme un instrument d'emprunt par la Société.

### **Clôture du financement du projet hydroélectrique Innavik**

Le 4 novembre 2020, Innavik Hydro Limited Partnership a conclu une entente de financement de construction et de crédit à long terme de 92 840 \$ pour le projet hydroélectrique Innavik. La même journée, le contrat à terme sur obligation a été résilié, ce qui a entraîné une perte nette réalisée de 1 685 \$. L'emprunt de construction à terme porte intérêt à 3,95 %. Une fois la construction terminée, le solde de l'emprunt susmentionné sera converti en un prêt à long terme portant intérêt au même taux fixe et arrivant à échéance en 2062.

## 19. CHIFFRES COMPARATIFS

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

Par conséquent, certains postes ont été modifiés dans le tableau consolidé résumé 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  
Télé. 450 928-2544  
innergex.com

## **Relations avec les investisseurs**

Jean-François Neault  
Chef de la direction  
financière  
Tél. 450 928-2550 x1207  
relationsinvestisseurs@innergex.com

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

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

**Services aux investisseurs**  
**Computershare inc.**  
1500, boul. Robert-Bourassa, bureau 700  
Montréal (Québec)  
H3A 3S8  
Tél. 1 800 564-6253  
514 982-7555  
service@computershare.com

**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**

## **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 Computershare du 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.

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.