

**INNERGEX**

Énergie renouvelable.  
Développement durable.

# RAPPORT TRIMESTRIEL 2021

pour la période close le 31 mars 2021



Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés n'ont pas été audités par les auditeurs indépendants 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 plus de 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 l'énergie renouvelable ouvrira la voie à un monde meilleur. Innergex exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili, et est guidée par sa philosophie de développement durable qui vise un équilibre entre les personnes, notre planète et la prospérité. 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.

## STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

Innergex développe, acquiert, détient et exploite des installations de production d'énergie renouvelable et concentre ses activités dans la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire et dans les technologies de stockage de l'énergie.

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

Guidée par sa philosophie, qui vise un équilibre entre investir dans les personnes, prendre soin de notre planète et générer de la prospérité en partageant les retombées économiques avec les communautés locales et en créant de la valeur pour ses actionnaires, Innergex s'engage à produire de l'énergie à partir de sources renouvelables durables exclusivement et à fournir une capacité de stockage de l'énergie.

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.

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.

Innergex possède des participations dans 37 centrales hydroélectriques localisées sur 31 bassins versants, 33 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.

## DONNÉES CLÉS

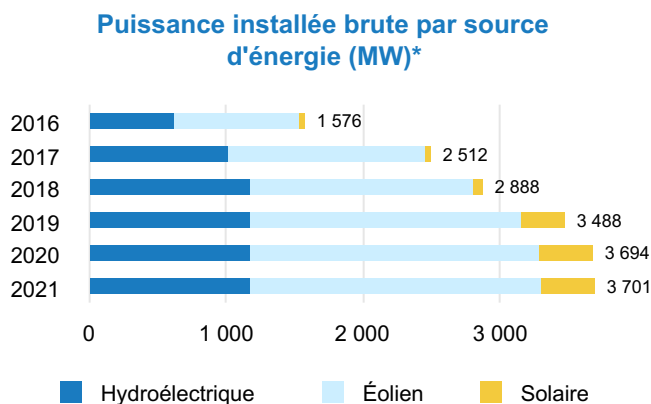
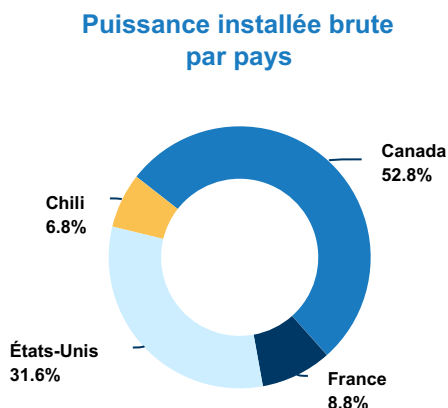
Innergex évalue son rendement à l'aide d'indicateurs de rendement clés. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur ses capacités de production et de génération de liquidités, sa capacité à verser des dividendes et sa capacité à financer sa croissance.

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.

Indicateurs de rendement clés liés à la production	Indicateurs de rendement clés financiers
Comparaison de la production en mégawatts-heures (« MWh ») et en gigawatts-heures (« GWh ») par rapport à la production moyenne à long terme (« PMLT »)	Produits et produits proportionnels
Production et production proportionnelle	BAIIA ajusté, marge du BAIIA ajusté et BAIIA ajusté proportionnel
	Bénéfice net (perte nette) ajusté(e)
	Flux de trésorerie disponibles
	Ratio de distribution

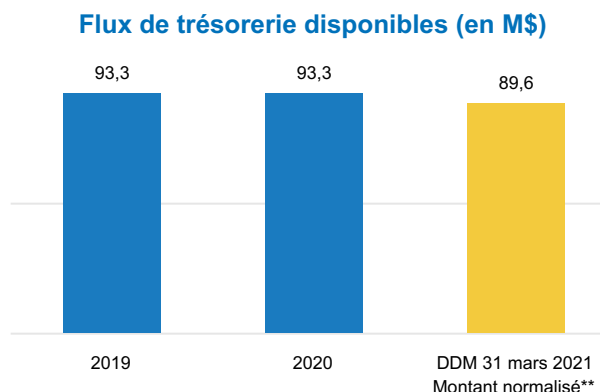
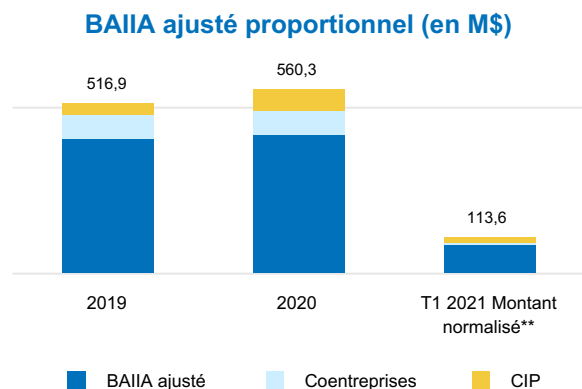
### Indicateurs de rendement clés sur le plan de l'exploitation

Au 11 mai 2021, la Société comptait quatre secteurs géographiques et trois secteurs opérationnels.



\* Puissance installée brute pour les activités poursuivies.

### Indicateurs de rendement clés sur le plan financier



\*\* Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

# ÉVÉNEMENTS DE FÉVRIER 2021 AU TEXAS – RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES AUX RÉSULTATS DU PREMIER TRIMESTRE

Tous les montants sont exprimés en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.

## Présence d'Innergex au Texas

Nom	Emplacement	Type	Statut	Participation de commanditaire (%)	Puissance installée brute (MW)	Type de contrat
Foard City	Comté de Foard	Éolien	En exploitation	100	350,3	Contrat d'achat d'électricité et prix du marché
Phoebe	Comté de Winkler	Solaire	En exploitation	100	250,0	Couverture du prix de l'électricité
Flat Top	Comté de Mills	Éolien	En exploitation	51	200,0	Couverture du prix de l'électricité
Shannon	Comté de Clay	Éolien	En exploitation	50	204,0	Couverture du prix de l'électricité
Griffin Trail	Comtés de Knox et de Baylor	Éolien	En construction	100	225,6	Prix du marché

## 1. DESCRIPTION DES ÉVÉNEMENTS AU TEXAS

- En février 2021, les conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent et la défaillance du marché de l'électricité qui en a découlé ont paralysé l'État du Texas, aux États-Unis (officieusement appelée la tempête hivernale Uri). Ces conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent ont poussé le gouvernement du Texas à déclarer l'état de catastrophe majeure et le gouvernement américain à déclarer l'état d'urgence.
- La tempête a perturbé la production, le transport et la distribution d'électricité, ce qui a eu une incidence considérable sur les prix. En raison de ces perturbations, les prix de gros de l'électricité de l'Electric Reliability Council of Texas (« ERCOT ») ont atteint le plafond de 9 000 \$ US par MWh et sont restés à ce niveau pendant une période prolongée.
- Les événements de février 2021 au Texas ont duré du 11 au 19 février 2021 et les chiffres fournis ci-après sont normalisés pour cette période.

### 1.1 Résumé des conséquences par installation

Le tableau suivant présente un rapprochement de la production et des conséquences financières, avant impôt sur le résultat, découlant des événements de février 2021 au Texas, et ce par installation :

	Pour la période de 9 jours allant du 11 février au 19 février 2021							
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Obligation de couverture (MWh) <sup>1</sup>	Prix de couverture (\$ US)	Produits	Couverture du prix de l'électricité	Couverture de base	Total des conséquences financières
<b>Installations consolidées</b>								
Foard City	29 464	35 175	s. o.	18,13	16 801	—	—	16 801
Phoebe	5 996	14 550	13 473	33,10	38 166	(70 756)	(1 304)	(33 894)
Total – installations consolidées					54 967	(70 756)	(1 304)	(17 093)
<b>Installations en coentreprises</b>								
Flat Top	2 046	24 507	19 152	22,60	15 316	(113 609)	—	(98 293)
Shannon	15 546	18 533	15 480	26,20	64 989	(93 123)	—	(28 134)
Total – installations en coentreprise								(126 427)
Total – quote-part de la perte des installations en coentreprise d'Innergex								(64 197)
<b>Total – conséquences financières consolidées, avant impôt sur le résultat</b>								<b>(81 290)</b>

1. Les obligations de couverture sont fondées sur des engagements horaires en MWh. Par conséquent, la production réelle n'est pas toujours indicative du respect de l'obligation de couverture.

## 2. CONSÉQUENCES FINANCIÈRES ET RENSEIGNEMENTS FINANCIERS NORMALISÉS

### 2.1 Incidence sur le compte consolidé de résultat

Les installations Phoebe, Shannon et Flat Top font l'objet de couvertures du prix de l'électricité. L'électricité produite par les installations qui font l'objet de couvertures du prix de l'électricité est transmise au réseau au point d'injection du projet (point de livraison) au prix du marché en vigueur. La production fournie au point d'injection au prix du marché est comptabilisée à titre de produit par Innergex. En vertu des couvertures du prix de l'électricité, l'électricité horaire contractuelle, qui est assujettie aux prix du marché en vigueur, est virtuellement achetée au point de prélèvement du réseau et échangée contre le prix fixe par MWh prévu au contrat. Les règlements aux termes des couvertures du prix de l'électricité sont comptabilisés à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers.

Le tableau suivant présente un rapprochement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas avec le compte consolidé de résultat pour chaque poste touché par ces événements :

	Période de trois mois close le 31 mars 2021		
	Montant présenté	Incidence des événements de février 2021 au Texas (9 jours)	Montant normalisé
1 Produits	189 651	(54 967)	134 684
BAIIA ajusté	143 119	(54 967)	88 152
2 Variation de la juste valeur des instruments financiers	(87 709)	72 060	(15 649)
3 Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(207 984)	64 197	(143 787)
Perte avant impôt sur le résultat	(259 155)	81 290	(177 865)

- 1) Malgré la réduction de la production d'électricité attribuable aux conditions météorologiques, les **produits des installations Foard City et Phoebe ont été avantageés par ces événements**, ces installations ayant généré des produits de respectivement 16,8 M\$ et 38,2 M\$, pour une incidence totale de 55,0 M\$, grâce à l'augmentation sans précédent des prix du marché en vigueur au point de livraison du réseau (« point d'injection »).
- 2) À l'inverse, la variation de la juste valeur des instruments financiers a subi l'incidence défavorable d'une **perte réalisée** de 70,8 M\$ **sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe** et de 1,3 M\$ sur la couverture de base de Phoebe, pour une incidence totale de 72,1 M\$, découlant de l'augmentation sans précédent des prix du marché en vigueur au point de prélèvement du réseau pour les volumes horaires des couvertures du prix de l'électricité faisant l'objet d'engagements.
- 3) Les coentreprises Flat Top et Shannon ont également été touchées par une augmentation de leurs produits respectifs et des pertes réalisées sur leur couverture du prix de l'électricité respective, ce qui a entraîné une quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées de respectivement 50,1 M\$ et de 14,1 M\$ pour Flat Top et Shannon, pour une **incidence défavorable** nette totale de 64,2 M\$ **sur la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées**.

Le tableau suivant présente un rapprochement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas avec l'information sectorielle :

	Période de trois mois close le 31 mars 2021				Total
	Production hydro-électrique	Production éolienne	Production solaire	Non attribuée	
Produits	26 570	116 013	47 068	—	189 651
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	(38 166)	—	(54 967)
<b>Produits normalisés</b>	<b>26 570</b>	<b>99 212</b>	<b>8 902</b>	<b>—</b>	<b>134 684</b>
Produits proportionnels	30 909	183 254	47 572	—	261 735
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(57 107)	(38 166)	—	(95 273)
<b>Produits proportionnels normalisés</b>	<b>30 909</b>	<b>126 147</b>	<b>9 406</b>	<b>—</b>	<b>166 462</b>
BAlIA ajusté	14 490	99 623	44 075	(15 069)	143 119
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	(38 166)	—	(54 967)
<b>BAlIA ajusté normalisé</b>	<b>14 490</b>	<b>82 822</b>	<b>5 909</b>	<b>(15 069)</b>	<b>88 152</b>
BAlIA ajusté proportionnel	15 997	163 590	44 373	(15 069)	208 891
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(57 107)	(38 166)	—	(95 273)
<b>BAlIA ajusté proportionnel normalisé</b>	<b>15 997</b>	<b>106 483</b>	<b>6 207</b>	<b>(15 069)</b>	<b>113 618</b>

## 2.2 Incidence sur les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution

Le tableau suivant présente un rapprochement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas sur la trésorerie :

		Pour la période de 9 jours allant du 11 février au 19 février 2021		
Installation	Incidence	Trésorerie	Hors trésorerie	Total
Foard City	Produits	16 801	—	16 801
Phoebe	Produits	38 166	—	38 166
Phoebe	Couverture du prix de l'électricité	(70 756)	—	(70 756)
Phoebe	Couverture de base	(1 304)	—	(1 304)
Flat Top	Quote-part de la perte	—	(50 129)	(50 129)
Shannon	Quote-part de la perte	—	(14 068)	(14 068)
		<b>(17 093)</b>	<b>(64 197)</b>	<b>(81 290)</b>

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2021, les événements de février 2021 au Texas, dont l'incidence sur la trésorerie est décrite ci-dessus, ont influé sur les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution comme suit :

	Période de douze mois close le 31 mars 2021		
	Montant présenté	Incidence des événements de février 2021 au Texas (9 jours)	Montant normalisé
1 Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	241 224	17 093	258 317
2 Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	1 127	(1 304)	(177)
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>73 762</b>	<b>15 789</b>	<b>89 551</b>
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	125 649	—	125 649
<b>Ratio de distribution</b>	<b>170 %</b>	<b>(30) %</b>	<b>140 %</b>

- 1) Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation ont été touchées par un montant défavorable net de 17,1 M\$ représentant les **pertes réalisées sur la couverture du prix de l'électricité et la couverture de base de Phoebe** attribuables aux événements de février 2021 au Texas, **ce qui a été partiellement compensé par l'incidence favorable sur les produits consolidés**. La quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées hors trésorerie de 64,2 M\$ n'a pas d'incidence directe sur les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation. Elle affectera toutefois la capacité future des coentreprises à distribuer de la trésorerie à la Société.
- 2) Dans le calcul des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution, **Innergex inverse l'incidence de la couverture de base de Phoebe en raison de son occurrence limitée** (sur la période contractuelle résiduelle de neuf mois), qui est réputée ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex. Ainsi, un montant de 1,3 M\$ est renversé hors de l'ajustement récurrent, ce qui représente la perte réalisée sur la couverture de base attribuable aux événements de février 2021 au Texas.

## 2.3 Performance financière prévue pour l'exercice 2021

La performance financière prévue normalisée pour l'exercice 2021 demeurerait inchangée par rapport à celle qui a été présentée antérieurement dans le rapport annuel 2020.

### 3. DÉPRÉCIATION

---

À la suite des événements de février 2021 au Texas, qui ont fait subir des pertes importantes aux installations faisant l'objet de contrats de couverture du prix de l'électricité, une augmentation générale du risque évalué a été observée dans l'ensemble du secteur pour les installations assujetties à un risque de non-concordance<sup>1</sup> dans cette région. Bien que les autres hypothèses clés soient restées largement conformes à celles établies au 31 décembre 2020, les facteurs susmentionnés ont contribué à l'augmentation des taux d'actualisation pour tenir compte de la hausse des primes de risque. Le 31 mars 2021, les coentreprises Flat Top et Shannon, qui ont chacune été identifiées comme étant une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») distincte, ont comptabilisé des charges de dépréciation de 83,0 M\$ US (105,4 M\$) et de 92,7 M\$ US (117,7 M\$), respectivement. Les charges de dépréciation ont été comptabilisées par la Société par l'intermédiaire de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, soit une perte respective pour Flat Top et Shannon de 53,8 M\$ et de 58,8 M\$.

Le montant recouvrable de chaque UGT a été établi selon un calcul de la valeur d'utilité dans le cadre duquel on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des budgets approuvés par la direction couvrant la période pour laquelle la Société détient des droits sur le site, et est actualisé au taux de 12 %.

1. Il y a un risque de non-concordance lorsqu'il existe un décalage, ou un décalage potentiel, entre l'engagement de volume en vertu d'un instrument de couverture du prix de l'électricité et la production réelle de l'installation à un moment donné. Pour diverses raisons, il peut arriver que la production d'électricité d'une installation à un moment donné soit inférieure au volume prévu au contrat. Dans un tel cas, le projet ne peut pas entièrement couvrir ses achats au réseau avec ses ventes au point d'injection, et est donc exposé aux prix du marché de par ses achats sur le réseau.

### 4. STRATÉGIES DE LA DIRECTION

---

#### 4.1 Procédures engagées

##### **Phoebe**

- En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe en février, laquelle a été rejetée par le destinataire. Toutefois, des discussions sont en cours avec la contrepartie de la couverture du prix de l'électricité.

##### **Flat Top et Shannon**

- En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité des installations Flat Top et Shannon en février, laquelle a été rejetée par le destinataire.
- Afin de conserver les droits de la Société et de ses partenaires relativement aux installations Flat Top et Shannon, des procédures judiciaires ont été engagées le 21 avril 2021.
- Le 6 mai 2021, le tribunal a entendu la demande d'injonction interlocutoire visant à interdire l'exercice de tout recours, y compris la saisie, contre les installations Flat Top et Shannon, à la suite d'un défaut de paiement allégué, lequel a été formellement contesté, et rendra sa décision d'ici le 20 mai 2021. Si le tribunal rejette la demande, la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité des deux installations pourra donc exercer l'un ou l'autre de ses recours, y compris la saisie.

#### 4.2 Décisions et actions

##### **Phoebe**

- Malgré l'augmentation du taux d'actualisation, les flux de trésorerie futurs estimatifs demeurent supérieurs à la valeur comptable des actifs.
- Les négociations sont en cours entre la direction et l'ensemble des contreparties de Phoebe.



### Flat Top et Shannon

- Si le tribunal de district du comté de Harris, au Texas, rejette l'injonction interlocutoire susmentionnée, rien n'empêche la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité des parcs éoliens Flat Top et Shannon d'exercer l'un de ses recours, y compris la saisie. La Société et ses partenaires dans les installations évaluent et envisagent toutes les options raisonnables d'un point de vue commercial pour faire valoir les droits des installations en vertu des couvertures du prix de l'électricité. Les décisions prises à l'égard de ces installations dépendent des ententes des partenaires relatives aux stratégies.
- La valeur comptable des deux installations est supérieure à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs en raison d'une augmentation des taux d'actualisation.
- La direction ne considère pas que ces parcs sont viables à long terme dans leur configuration actuelle.
- Compte tenu de son interprétation des informations actuellement disponibles et compte tenu du fait que les installations sont sans recours pour la Société, aucun des recours ne devrait avoir une incidence plus importante que la valeur comptable des investissements en capitaux propres dans Flat Top et Shannon, qui était de néant au 31 mars 2021, à la suite de la comptabilisation de charges de dépréciation hors trésorerie totalisant 112,6 M\$ au titre de ces installations, lesquelles ont déjà été comptabilisée dans les résultats du premier trimestre de 2021. Compte tenu de ces dépréciations, le solde des investissements en capitaux propres dans Flat Top et Shannon était nul au 31 mars 2021.
- L'incidence des saisies potentielles sur les flux de trésorerie disponibles de la Société, compte tenu de l'apport des parcs en 2020, pourrait représenter une perte potentielle d'environ 4,2 M\$.
- La saisie potentielle des installations Flat Top et Shannon constituerait également une sortie de trésorerie évitée de 60,2 M\$ US (75,7 M\$), représentant la quote-part des montants facturés attribuable à la Société qu'Innergex aurait financées par un apport en capital dans ces installations, ou 118,8 M\$ US (149,4 M\$) si les partenaires commanditaires respectifs de ces installations décidaient de ne pas soutenir les installations.
- Si le tribunal de district du comté de Harris, au Texas, approuve l'injonction interlocutoire susmentionnée, l'exercice des recours par la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité sera reporté et l'incidence susmentionnée sera également retardée jusqu'à ce qu'une audience ait lieu relativement au litige.

## 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 des employés, clients, fournisseurs et autres partenaires commerciaux d'Innergex 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 les 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. 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. Seule BC Hydro a envoyé des avis de réduction en lien avec certaines centrales hydroélectriques, que la Société conteste (voir la section « Capital et liquidités » du rapport de gestion pour obtenir plus d'information).

### Santé et sécurité de nos employés et visiteurs

Depuis 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 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.

## PORTEFEUILLE D'ACTIFS

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.

Au 11 mai 2021, la Société possède et exploite 76 installations en exploitation commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et mars 2021, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 8,2 années.

Les installations en exploitation vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, des contrats de couvertures du prix de l'électricité<sup>1</sup> ou des 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 14,3 années (pondération moyenne fondée sur la production moyenne à long terme brute).

Pour la plupart des installations en exploitation au Canada et en France, les CAÉ comprennent un prix de base et, dans certains cas, une clause de rajustement du prix selon le mois, le jour ou l'heure de livraison. 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 produite au moyen de CAÉ à des clients industriels ou sur le marché libre.

La Société détient également des participations dans des projets en développement, qui sont soit en phase avancée de développement, soit en cours de construction (les « projets en développement »).

1. 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.

Le tableau ci-après présente nos installations en exploitation et nos projets en développement au 11 mai 2021.

	Nombre d'installations <sup>1</sup>		Puissance installée brute <sup>2</sup> (MW)		Puissance installée nette <sup>3</sup> (MW)		Capacité de stockage (MWh)	
	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement
<b>HYDRO-ÉLECTRIQUE</b>								
Canada	33	1	1 019	8	713	4	—	—
États-Unis	1	—	10	—	10	—	—	—
Chili	3	1	152	109	74	41	—	—
Total partiel	37	2	1 181	117	797	45	—	—
<b>ÉOLIEN</b>								
Canada	8	—	908	—	714	—	—	—
France	16	—	324	—	226	—	—	—
États-Unis	9	1	892	226	640	226	—	—
Total partiel	33	1	2 124	226	1 580	226	—	—
<b>SOLAIRE</b>								
Canada	1	—	27	—	27	—	—	—
États-Unis	3	5	267	280	266	280	—	320 <sup>5</sup>
Chili	2	—	102	—	77	—	150 <sup>4</sup>	—
Total partiel	6	5	396	280	370	280	150	320
<b>STOCKAGE</b>								
France	—	1	—	—	—	—	—	9 <sup>6</sup>
Total	76	9	3 701	623	2 747	551	150	329

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 et les coentreprises et 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.

5. Capacité de stockage par batteries liée aux projets solaires Hale Kuawehi (120 MWh), Paeahu (60 MWh), Kahana (80 MWh) et Barbers Point (60 MWh).

6. Projet de stockage par batteries autonome Tonnerre.

Pour obtenir plus d'information sur les projets potentiels de la Société, se reporter à la rubrique « Projets potentiels » du rapport de gestion.

# 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 la période de trois mois close le 31 mars 2021. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 11 mai 2021, 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 la période de trois mois close le 31 mars 2021.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, ainsi que les données comparables de 2020, 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

1- Faits saillants.....	13	4- Capital et liquidités.....	26
Premier trimestre 2021 - Performance d'exploitation.....	14	Structure du capital.....	26
Premier trimestre 2021 - Capital et ressources ..	14	Participation au partage fiscal.....	28
Premier trimestre 2021 - Initiatives de croissance et de développement.....	15	Situation financière.....	30
Événements postérieurs.....	15	Flux de trésorerie.....	35
2- Aperçu des activités.....	15	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution.....	36
Environnement commercial.....	15	Information sur le capital-actions.....	38
Installation en exploitation.....	16	Dividendes.....	38
Activités de construction.....	17	5- Mesures non conformes aux IFRS.....	39
Activités de développement.....	18	6- Renseignements complémentaires consolidés.....	43
Projets potentiels.....	19	Secteurs géographiques.....	43
3- Performance financière et résultats d'exploitation...	20	Information financière trimestrielle historique.....	45
Secteur de la production hydroélectrique.....	22	7- Méthodes comptables et contrôles de communication de l'information.....	46
Secteur de la production éolienne.....	23	Principales méthodes comptables.....	46
Secteur de la production solaire.....	24	Contrôles et procédures de communication de l'information.....	47
Perte nette.....	24	8- Information prospective.....	48
Perte nette ajustée.....	25		
Participations ne donnant pas le contrôle.....	26		

## 1- FAITS SAILLANTS

	Périodes de trois mois closes les 31 mars			
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>3</sup>	2021 Normalisé	2020
<b>RÉSULTATS D'EXPLOITATION</b>				
Production (MWh)	1 785 947	—	1 785 947	1 679 598
Produits	189 651	(54 967)	134 684	132 116
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	143 119	(54 967)	88 152	90 419
Marge du BAIIA ajusté <sup>1</sup>	75,5 %	(10,0) %	65,5 %	68,4 %
Perte nette	(217 872)	64 219	(153 653)	(46 931)
Perte nette ajustée <sup>1</sup>	(27 540)	—	(27 540)	(9 503)
<b>PROPORTIONNEL</b>				
Production proportionnelle (MWh) <sup>1</sup>	2 049 621	—	2 049 621	1 969 766
Produits proportionnels <sup>1</sup>	261 735	(95 273)	166 462	164 371
BAIIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	208 891	(95 273)	113 618	116 014
Marge du BAIIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	79,8 %	(11,5) %	68,3 %	70,6 %
<b>ACTIONS ORDINAIRES</b>				
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	31 445	—	31 445	31 339
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	174 111	—	174 111	159 682

	Périodes de douze mois closes les 31 mars			
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>3</sup>	2021 Normalisé	2020
<b>FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>2</sup>	276 045	(16 801)	259 244	206 480
Flux de trésorerie disponibles <sup>1,2</sup>	73 762	15 789	89 551	91 447
Ratio de distribution <sup>1,2</sup>	170 %	(30) %	140 %	113 %
Ratio de distribution ajusté <sup>2</sup>	111 %	— %	111 %	97 %

SITUATION FINANCIÈRE	Aux	
	31 mars 2021	31 décembre 2020
Total de l'actif	6 909 097	7 154 232
Total du passif	6 044 499	6 083 300
Participations ne donnant pas le contrôle	58 274	62 078

1. 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 et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent 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.

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

3. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

4. Pour la période de douze mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

## 1 - FAITS SAILLANTS | Premier trimestre 2021 – Performance d'exploitation

Pour le trimestre clos le 31 mars 2021, les **produits** se sont établis à 189,7 M\$. Compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, les produits normalisés ont augmenté de 2 %, à 134,7 M\$. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une baisse des produits, principalement attribuable à l'effet combiné de la diminution de la production des centrales de la Colombie-Britannique et de la baisse du prix de vente moyen de certaines centrales dans cette province, en partie contrebalancées par l'augmentation des produits des centrales du Québec en raison de l'accroissement de la production. L'augmentation des produits normalisés tirés du secteur de la production **éolienne** est surtout attribuable à l'acquisition de Mountain Air le 15 juillet 2020 et à l'apport du parc éolien Foard City en raison de l'accroissement de la production, partiellement contrebalancés par la baisse des produits des parcs éoliens en France découlant de la diminution de la production. L'augmentation des produits normalisés tirés du secteur de la production **solaire** est attribuable à l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020, partiellement compensée par la baisse des produits découlant de la diminution du prix de vente moyen du parc solaire Phoebe. Les **produits proportionnels** se sont élevés à 261,7 M\$. Compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, les produits proportionnels normalisés ont augmenté de 1 %, à 166,5 M\$.

Le **BAlIA ajusté** s'est élevé à 143,1 M\$. Compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, le BAlIA ajusté normalisé s'est établi à 88,2 M\$, en baisse de 3 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. La diminution normalisée est principalement attribuable à l'apport moindre des parcs éoliens en France et des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, qui s'explique dans les deux cas par la baisse des produits et la hausse des charges liées aux projets potentiels par rapport à la baisse des frais généraux et administratifs. Cette diminution est partiellement contrebalancée par l'apport des acquisitions de Mountain Air et de Salvador. Le **BAlIA ajusté proportionnel** s'est établi à 208,9 M\$. Compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, le BAlIA ajusté proportionnel normalisé a atteint 113,6 M\$, en baisse de 2 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Innergex a comptabilisé une perte nette de 217,9 M\$ (perte de base et diluée de 1,24 \$ par action) pour le trimestre clos le 31 mars 2021, comparativement à une **perte nette** de 46,9 M\$ (perte par action, de base et diluée, de 0,35 \$) pour la période correspondante de 2020. Cela s'explique essentiellement par l'incidence défavorable nette de 81,3 M\$ liée aux événements de février 2021 au Texas et par la comptabilisation d'une quote-part des **charges de dépréciation** totalisant 112,6 M\$ dans les coentreprises Flat Top et Shannon. Ces éléments ont en partie été contrebalancés par une augmentation de 40,5 M\$ du **recouvrement d'impôt sur le résultat** et d'une variation favorable de 21,0 M\$ de la **partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe** par rapport à la période correspondante de 2020.

## 1- FAITS SAILLANTS | Premier trimestre 2021 – Capital et ressources

La diminution du total des actifs est en grande partie attribuable à la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées découlant surtout des événements de février 2021 au Texas et à la perte de valeur liée aux parcs éoliens Shannon et Flat Top.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme, y compris leur partie courante, découle principalement des prélèvements effectués pour la construction du projet Griffin Trail. De plus, la facilité de crédit renouvelable de la Société a été utilisée pour rembourser le solde des prêts à terme d'Alterra le 11 janvier 2021.

La diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires s'explique principalement par les dividendes déclarés et le total du résultat global attribuable aux propriétaires de la société mère.

La baisse des flux de trésorerie disponibles pour la période de douze mois close le 31 mars 2021 s'explique essentiellement par les événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'information). Compte non tenu de ces événements, les flux de trésorerie disponibles sont demeurés relativement stables. Les acquisitions de Salvador et de Mountain Air réalisées aux deuxième et troisième trimestres de 2020 ainsi que la diminution des paiements d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec ont contribué à l'amélioration des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation.

## 1- FAITS SAILLANTS | Premier trimestre 2021 – Initiatives de croissance et de développement

La **mise en service complète** du parc éolien Yonne II de 6,9 MW situé en France a eu lieu le 1er mars 2021.

La Société poursuit la **construction** de trois projets en 2021. La construction du projet solaire Hillcrest de 200,0 MW en Ohio, aux États-Unis, a progressé. Malgré quelques retards, la mise en service est toujours prévue au deuxième trimestre de 2021. La mise en service commerciale du projet éolien Griffin Trail de 225,6 MW au Texas, aux États-Unis, devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2021, et celle du projet hydroélectrique Innavik de 7,5 MW au Québec, au Canada, en 2022.

Les **projets en développement** avancent bien. Les entrepreneurs en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) ont été choisis et des ordres de démarrage limité sont en cours pour les **projets solaires et de stockage d'énergie par batteries Paeahu et Hale Kuawehi**. Des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis aux **projets solaires et de stockage d'énergie par batteries Barbers Point et Kahana** à Hawaii. En France, en ce qui concerne le **projet de stockage par batterie autonome Tonnerre**, le permis de construction a été obtenu en février 2021 et un contrat d'approvisionnement, de construction et d'entretien a été conclu avec le fournisseur de batterie sélectionné EVLO, une filiale d'Hydro-Québec.

Les **projets potentiels** offriront plusieurs possibilités dans les années à venir, 12 projets d'une puissance installée totale de 685 MW étant actuellement à un stade avancé.

## 1- FAITS SAILLANTS | Événements postérieurs

### Lettre de crédit de Mesgi'g Ugnu's'n

En 2019, le fournisseur de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes à Mesgi'g Ugnu's'n, a demandé la protection de la Loi sur les faillites. Certaines des obligations de prestation en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes étaient couvertes, sous réserve des conditions préalables, par une lettre de crédit de 19,6 M\$. La Société s'est prévaluée de la totalité de cette somme le 27 avril 2021. Le produit sera utilisé ultérieurement pour pallier les obligations de prestation non satisfaites en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Environnement commercial

### Caractère saisonnier des activités

La Société vise à maintenir un portefeuille d'actifs diversifié tant sur le plan géographique que sur celui des sources d'énergie, afin d'atténuer les variations saisonnières et de production. La quantité d'électricité produite par les installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire des débits d'eau, des régimes de vent et de l'ensoleillement. Des ressources moindres que prévu pour n'importe quel trimestre donné 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			
HYDRO-ÉLECTRIQUE	370	12 %	1 065	36 %	1 002	33 %	581	19 %	3 018	35 %
ÉOLIEN	1 367	29 %	1 115	23 %	918	20 %	1 296	28 %	4 696	54 %
SOLAIRE	212	22 %	275	29 %	270	28 %	199	21 %	956	11 %
<b>Total</b>	<b>1 949</b>	<b>22 %</b>	<b>2 455</b>	<b>29 %</b>	<b>2 190</b>	<b>25 %</b>	<b>2 076</b>	<b>24 %</b>	<b>8 670</b>	<b>100 %</b>

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 11 mai 2021. La PMLT est présentée conformément aux règles comptables de constatation des produits aux termes des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La comparaison de la production par rapport à la PMLT représente un indicateur de rendement clé pour la Société. Se reporter à la rubrique « Données clés » pour plus d'information.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Installations en exploitation

Secteur énergétique	Emplacement	Période de trois mois close le 31 mars 2021		Période de trois mois close le 31 mars 2020		Période de trois mois Variation de la production en %
		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT	
<b>HYDRO-ÉLECTRIQUE</b>	Québec	142 140	114 %	120 710	97 %	18 %
	Ontario	22 928	94 %	22 733	94 %	1 %
	Colombie-Britannique	143 613	67 %	162 093	76 %	(11)%
	États-Unis	4 379	55 %	3 920	49 %	12 %
	<b>Total partiel</b>	<b>313 060</b>	<b>85 %</b>	<b>309 456</b>	<b>84 %</b>	<b>1 %</b>
<b>ÉOLIEN</b>	Québec	638 178	92 %	639 952	92 %	— %
	France	207 210	91 %	276 825	122 %	(25)%
	États-Unis <sup>2</sup>	450 800	102 %	328 423	93 %	37 %
	<b>Total partiel</b>	<b>1 296 188</b>	<b>95 %</b>	<b>1 245 200</b>	<b>98 %</b>	<b>4 %</b>
<b>SOLAIRE</b>	Ontario	5 921	85 %	6 326	90 %	(6)%
	États-Unis	122 296	80 %	118 616	78 %	3 %
	Chili <sup>3</sup>	48 482	92 %	—	— %	— %
	<b>Total partiel</b>	<b>176 699</b>	<b>83 %</b>	<b>124 942</b>	<b>78 %</b>	<b>41 %</b>
<b>PRODUCTION TOTALE<sup>1</sup></b>		<b>1 785 947</b>	<b>92 %</b>	<b>1 679 598</b>	<b>93 %</b>	<b>6 %</b>
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		263 674	92 %	290 168	101 %	(9)%
<b>PRODUCTION PROPORTIONNELLE</b>		<b>2 049 621</b>	<b>92 %</b>	<b>1 969 766</b>	<b>94 %</b>	<b>4 %</b>

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. L'acquisition de Mountain Air a été conclue le 15 juillet 2020.

3. L'acquisition de Salvador a été conclue le 14 mai 2020.

La **production** pour la période de trois mois close le 31 mars 2021 s'est établie à 92 % de la PMLT. Cette variation s'explique principalement par des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique, par un régime éolien inférieur à la moyenne au Québec et en France et par l'incidence défavorable de la réduction exigée par le réseau de distribution au Texas au parc solaire Phoebe. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par les débits d'eau supérieurs à la moyenne dans certaines centrales hydroélectriques du Québec et par un régime éolien supérieur à la moyenne aux parcs éoliens Mountain Air aux États-Unis. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 92 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une **production proportionnelle** représentant 92 % de la PMLT.



## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de construction

Le tableau ci-après présente les projets qui sont en cours de construction à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet	Prévisions, moyenne des cinq premières années		Statut	Date prévue de MS
						Estimés <sup>1</sup> (M\$)	Produits proportionnels <sup>1,2</sup> (M\$)	BAlIA ajusté proportionnel <sup>1,2</sup> (M\$)		
Hillcrest (Ohio, É.-U.)	Solaire	100	200,0	413,3	15	363,4 <sup>3</sup>	21,4 <sup>3</sup>	12,8 <sup>4</sup>	Tous les principaux travaux sont bien avancés et, dans l'ensemble, le projet est achevé à environ 95 %. L'installation des systèmes de suivi de trajectoire du soleil et des modules est presque terminée. La finition mécanique des lignes électriques 1, 2 et 3 est terminée. Les travaux de mise en service ont commencé en décembre. La mise en service commerciale complète est prévue pour le deuxième trimestre de 2021.	2021
Innavik (QC, Canada)	Hydro- électrique	50	7,5	54,7	40	63,9 <sup>4</sup>	5,4 <sup>4</sup>	4,3 <sup>4</sup>	L'appel d'offres pour la conversion biénergie résidentielle a été lancé et les résultats sont attendus pour bientôt. Le pont donnant accès à la rive sud a été réparé et son installation est maintenant terminée. La conception de la ligne de transport est terminée.	2022
Griffin Trail (Texas, É.-U.)	Éolien	100	225,6	819,0	— <sup>5</sup>	358,0 <sup>6</sup>	44,7 <sup>6</sup>	33,6 <sup>6</sup>	La construction a bien progressé sur le site au premier trimestre, les livraisons d'éoliennes, l'installation du réseau collecteur, les fondations des éoliennes et la construction du bâtiment d'exploitation et d'entretien étant terminées. Des progrès significatifs ont également été réalisés dans l'installation des éoliennes. L'entrepreneur fait appel à plus de 250 personnes sur le site pour effectuer les travaux. Toutes les composantes des éoliennes ont été reçues et environ 60 % des éoliennes ont été installées. L'achèvement des installations mécaniques et la pré-mise en service des éoliennes sont en cours. Le financement du projet s'est achevé à la fin du mois de décembre 2020. La mise en service commerciale est prévue pour le troisième trimestre de 2021.	2021
<b>Total</b>			<b>433,1</b>	<b>1 287,0</b>	<b>55,0</b>	<b>785,3</b>	<b>71,5</b>	<b>50,7</b>		

- 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.
- Les produits proportionnels et le BAlIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures reconnues par 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 » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
- Le coût total du projet est estimé à 289,0 M\$ US, les produits prévus, à 17,0 M\$ US, et le BAlIA ajusté prévu, à 10,2 M\$ US, convertis à un taux de 1,2575.
- Les coûts de construction correspondent à 100 % des coûts prévus pour cette installation. Les produits et le BAlIA ajusté devraient se situer à 10,8 M\$ et 8,6 M\$, respectivement, ou à 5,4 M\$ et 4,3 M\$ sur une base proportionnelle, respectivement.
- L'électricité sera vendue sur le marché libre.
- Le coût total du projet est estimé à 284,7 M\$ US, les produits prévus, à 13,3 M\$ US, les produits proportionnels prévus, à 35,5 M\$ US, le BAlIA ajusté prévu, à 4,5 M\$ US, et le BAlIA ajusté proportionnel, à 26,7 M\$ US, convertis à un taux de 1,2575.

Des plans et des mesures d'urgence sont en place sur tous les chantiers de construction pour faire face à la pandémie de COVID-19. À moins qu'un décret ne soit publié pour arrêter la construction, les travaux sur nos chantiers de construction devraient se poursuivre comme prévu.

Le 1er mars 2021, la Société a annoncé la mise en service complète du parc éolien Yonne II de 6,9 MW situé en France. Yonne II devrait produire une moyenne à long terme brute estimée de 11,0 GWh et générer des produits annuels prévus d'environ 1,0 M€ (1,5 M\$) et un BAIIA ajusté annuel prévu d'environ 0,8 M€ (1,1 M\$). Les coûts de construction prévus se sont établis à 10,8 M€ (15,9 M\$) et la construction a été réalisée dans le respect du budget. Innergex détient une participation de 69,55 % dans le parc éolien, et la participation restante de 30,45 % est détenue par le Régime des rentes du Mouvement Desjardins (« RRMD »).

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de développement

Innergex détient un portefeuille de projets en développement d'une puissance installée brute d'environ 189 MW. Le tableau ci-après présente leur statut à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Statut	Date prévue de MS
Frontera (Chili)	Hydro-électrique	109,0	464,0	— <sup>2</sup>	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 (Hawaii, É.-U.)	Solaire	30,0 <sup>3</sup>	87,4 <sup>5</sup>	25	Les études environnementales et techniques sont terminées. L'entrepreneur en IAC a été choisi et un ordre de démarrage limité a été émis.	2022
Paeahu (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 <sup>3</sup>	41,2 <sup>5</sup>	25	La PUC a approuvé le CAÉ. La négociation de l'offre finale avec l'entrepreneur en IAC est en cours et un ordre de démarrage limité avec celui-ci est prévu pour le deuxième trimestre de 2021. Le comté de Maui a publié son avis d'acceptation et d'intégralité de la demande et a prévu de présenter la demande à la commission d'aménagement au deuxième trimestre de 2021. Un appel a été interjeté auprès de la Cour suprême d'Hawaii concernant l'approbation par la PUC du CAÉ et le rejet par la PUC d'une demande de réexamen.	2023
Kahana (Hawaii, É.-U.)	Solaire	20,0 <sup>3</sup>	74,6 <sup>5</sup>	25	Des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis. L'application technique de la conception est achevée à 30 %. Une procédure de contestation concernant l'approbation du CAÉ par la PUC est en cours.	2023
Barbers Point (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 <sup>3</sup>	37,0 <sup>5</sup>	25	Des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis. 30 % de l'application technique de la conception est en cours.	2023
Tonnerre (France)	Stockage	— <sup>4</sup>	—	— <sup>6</sup>	Un contrat d'approvisionnement, de construction et d'entretien a été conclu avec le fournisseur de batteries sélectionné EVLO, une filiale d'Hydro-Québec. Le permis de construction a été obtenu en février.	2021
<b>TOTAL</b>		<b>189,0</b>	<b>704,2</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. 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 coûts de financement 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.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Projets potentiels

Innergex détient 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 trimestriellement afin d'y ajouter des projets ou d'en retrancher, selon la possibilité d'avancement qu'ils présentent. Les projets potentiels sont classés en différents stades en fonction des éléments ci-dessous. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des projets potentiels sera réalisé.

Afin de déterminer le stade de chaque projet potentiel, leur progression est évaluée en fonction du statut d'obtention des permis qui conduit à l'obtention d'un ordre de démarrage final, combinée à un facteur de probabilité de réussite que le projet atteigne le stade du développement. Les projets potentiels sont répartis en trois stades différents, à savoir le stade préliminaire, le stade intermédiaire et le stade avancé.

Stade préliminaire	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut d'obtention des permis <b>FAIBLE</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>FAIBLE</b> ; ou un statut d'obtention des permis <b>MOYEN</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>FAIBLE</b> .
Stade intermédiaire	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut d'obtention des permis <b>MOYEN</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>MOYEN</b> ; ou un statut d'obtention des permis <b>ÉLEVÉ</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>MOYEN</b> .
Stade avancé	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut d'obtention des permis <b>ÉLEVÉ</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>ÉLEVÉ</b> ; ou un statut d'obtention des permis <b>MOYEN</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>ÉLEVÉ</b> .

	Stade préliminaire		Stade intermédiaire		Stade avancé		Puissance totale <sup>1</sup> (en MW)	Nombre total de projets
	Puissance <sup>1</sup> (en MW)	Nombre de projets	Puissance <sup>1</sup> (en MW)	Nombre de projets	Puissance <sup>1</sup> (en MW)	Nombre de projets		
<b>CANADA</b>								
Hydroélectrique	500	7	—	—	—	—	500	7
Solaire	300	8	—	—	—	—	300	8
Éolien	3 443	20	500	3	—	—	3 943	23
Total partiel	4 243	35	500	3	—	—	4 743	38
<b>ÉTATS-UNIS</b>								
Solaire	589	6	445	4	200	1	1 234	11
Éolien	—	—	—	—	320	1	320	1
Total partiel	589	6	445	4	520	2	1 554	12
<b>FRANCE</b>								
Solaire	60	1	—	—	—	—	60	1
Éolien	69	7	120	7	162	9	351	23
Total partiel	129	8	120	7	162	9	411	24
<b>CHILI</b>								
Hydroélectrique	183	3	—	—	3	1	186	4
Solaire	32	1	—	—	—	—	32	1
Éolien	—	—	9	1	—	—	9	1
Total partiel	215	4	9	1	3	1	227	6
<b>Total</b>	<b>5 176</b>	<b>53</b>	<b>1 074</b>	<b>15</b>	<b>685</b>	<b>12</b>	<b>6 935</b>	<b>80</b>

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.

Par rapport au trimestre précédent, un projet solaire en France a été ajouté à la liste des projets potentiels à titre de projet au stade préliminaire, et un projet solaire aux États-Unis est passé du stade préliminaire au stade intermédiaire.

## Projets de l'alliance stratégique

La Société a formé une alliance stratégique avec Hydro-Québec le 6 février 2020 afin de tirer parti du solide savoir-faire québécois en matière d'énergie renouvelable et de gestion de réseaux électriques pour saisir des occasions à l'échelle mondiale. Aux fins de l'alliance stratégique, Hydro-Québec a engagé un montant initial de 500 M\$ qui sera entièrement et exclusivement consacré à des projets d'énergie renouvelable réalisés conjointement avec Innergex. Chacune des parties s'est également engagée à présenter exclusivement à l'autre ses occasions d'investissement dans des secteurs ciblés hors Québec pour une période initiale de 3 ans. Les domaines d'investissement ciblés incluent des projets éoliens et solaires comprenant des volets de stockage par batteries ou de transport, des projets relatifs à de la production décentralisée ou des réseaux autonomes d'énergie renouvelable et à d'autres projets touchant des secteurs dont les deux entreprises conviendront.

Au cours de la première année de l'alliance stratégique, les deux entités ont travaillé ensemble pour constituer une équipe chargée d'identifier les occasions d'investissement. De nombreuses occasions ont été évaluées, et d'autres sont encore à l'étude. Les deux équipes collaborent au quotidien pour identifier et évaluer les meilleures occasions pour l'alliance stratégique. La pandémie actuelle de COVID-19 a ralenti le marché, mais il est toujours possible de dénicher des occasions, et l'équipe évalue toutes celles qui sont pertinentes pour l'alliance stratégique. En outre, les deux entités ciblent des installations de stockage d'énergie autonome qui utiliseraient la technologie de stockage par batteries élaborée par Hydro-Québec, comme le projet de batteries Tonnerre d'Innergex, qui est le premier déploiement de batteries pour Hydro-Québec.

## 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 31 mars					Variation	
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>3</sup>	2021 Normalisé	2020			
Produits	189 651	(54 967)	134 684	132 116	2 568	2 %	
Charges d'exploitation	30 993	—	30 993	27 547	3 446	13 %	
Frais généraux et administratifs	9 750	—	9 750	10 511	(761)	(7) %	
Charges liées aux projets potentiels	5 789	—	5 789	3 639	2 150	59 %	
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	143 119	(54 967)	88 152	90 419	(2 267)	(3) %	
Marge du BAlIA ajusté <sup>1</sup>	75,5 %	(10,0) %	65,5 %	68,4 %			
Charges financières	59 600	—	59 600	60 330	(730)	(1) %	
Autres produits, montant net	(11 904)	—	(11 904)	(23 497)	11 593	(49) %	
Amortissements	58 885	—	58 885	53 567	5 318	10 %	
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées :							
Quote-part de la perte, avant les charges de dépréciation <sup>2</sup>	95 375	(64 197)	31 178	20 054	11 124	55 %	
Quote-part des charges de dépréciation <sup>2</sup>	112 609	—	112 609	—	112 609	— %	
Variation de la juste valeur des instruments financiers	87 709	(72 060)	15 649	27 709	(12 060)	(44) %	
Recouvrement d'impôt	(41 283)	17 071	(24 212)	(813)	(23 399)	2 878 %	
<b>Perte nette</b>	<b>(217 872)</b>	<b>64 219</b>	<b>(153 653)</b>	<b>(46 931)</b>	<b>(106 722)</b>	<b>227 %</b>	
Perte nette attribuable aux :							
Propriétaires de la société mère	(214 161)	64 219	(149 942)	(53 740)	(96 202)	179 %	
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 711)	—	(3 711)	6 809	(10 520)	(155) %	
	(217 872)	64 219	(153 653)	(46 931)	(106 722)	227 %	
Perte nette par action attribuable aux propriétaires, de base et diluée (\$)	(1,24)	0,37	(0,87)	(0,35)			
Perte nette par action attribuable aux propriétaires, de base et diluée (\$)	(1,24)	0,37	(0,87)	(0,35)			

1. Le BAIIA ajusté et la marge du BAIIA ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
2. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société.
3. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Sur une base consolidée, la **marge du BAIIA ajusté** s'est établie à 75,5 % pour la période de trois mois close le 31 mars 2021. Compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, la marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 68,4 % à 65,5 %. Cette diminution s'explique essentiellement par la diminution des produits générés en Colombie-Britannique, l'augmentation des charges d'exploitation des centrales hydroélectriques du Québec et les charges liées aux projets potentiels plus élevées.

Sur une base consolidée, la **marge du BAIIA ajusté proportionnel** s'est élevée à 79,8 % pour la période de trois mois close le 31 mars 2021. Compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, la marge du BAIIA ajusté proportionnel a diminué, passant de 70,6 % à 68,3 %. La diminution s'explique essentiellement par la baisse de la marge du BAIIA ajusté et les CIP moins élevés obtenus en raison de la baisse de la production des parcs éoliens Shannon et Flat Top.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Secteur de la production hydroélectrique

Secteur de la production hydroélectrique	Périodes de trois mois closes les 31 mars		
	2021	2020	Variation
Production (MWh)	313 060	309 456	1 %
PMLT (MWh)	369 682	369 682	— %
Produits (en M\$)	26 570	27 957	(5)%
BAIIA ajusté (en M\$) <sup>1</sup>	14 490	16 540	(12)%
Marge du BAIIA ajusté <sup>1</sup>	54,5 %	59,2 %	
<b>PROPORTIONNEL<sup>1</sup></b>			
Production proportionnelle (MWh)	351 152	344 673	2 %
Produits proportionnels (en M\$)	30 909	32 748	(6)%
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	15 997	17 867	(10)%
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	51,8 %	54,6 %	

1. 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 et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent 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.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, la diminution de 12 % du **BAIIA ajusté** du secteur de la production hydroélectrique par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent est principalement attribuable à la baisse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique, qui découle principalement de la baisse des produits, laquelle s'explique par la diminution de la production et la baisse des prix de vente moyens. La diminution est contrebalancée en partie par la hausse des produits attribuable à l'accroissement de la production par rapport à la hausse des charges d'exploitation des centrales du Québec. La diminution de la **marge du BAIIA ajusté**, qui est passée de 59,2 % à 54,5 %, s'explique surtout par l'augmentation des charges d'exploitation des centrales du Québec et la baisse des produits générés en Colombie-Britannique.

L'apport des centrales hydroélectriques des **coentreprises et des entreprises associées au BAIIA ajusté proportionnel** s'élève à 1,5 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, en hausse de 14 % comparativement à un apport de 1,3 M\$ pour le même trimestre l'an dernier, du fait essentiellement de la hausse de l'apport des centrales du Chili, qui découle de l'effet de la baisse des charges d'exploitation sur la diminution des produits en raison de la baisse du prix de vente moyen, malgré l'accroissement de la production. Cette augmentation s'explique également par l'apport plus élevé des centrales de la Colombie-Britannique par rapport à la baisse des charges d'exploitation.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Secteur de la production éolienne

Secteur de la production éolienne	Périodes de trois mois closes les 31 mars				
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>2</sup>	2021 Normalisé	2020	Variation
Production (MWh)	1 296 188	—	1 296 188	1 245 200	4 %
PMLT (MWh)	1 364 691	—	1 364 691	1 274 681	7 %
Produits (en M\$)	116 013	(16 801)	99 212	95 805	4 %
BAIIA ajusté (en M\$) <sup>1</sup>	99 623	(16 801)	82 822	80 839	2 %
Marge du BAIIA ajusté <sup>1</sup>	85,9 %	(2,4) %	83,5 %	84,4 %	
<b>PROPORTIONNEL<sup>1</sup></b>					
Production proportionnelle (MWh)	1 518 873	—	1 518 873	1 497 029	1 %
Produits proportionnels (en M\$)	183 254	(57 107)	126 147	122 686	3 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	163 590	(57 107)	106 483	104 783	2 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	89,3 %	(4,9) %	84,4 %	85,4 %	

1. 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 et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent 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.

2. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, le **BAIIA ajusté** normalisé du secteur de la production éolienne, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a augmenté de 2 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'acquisition de Mountain Air en Idaho réalisée le 15 juillet 2020 et à la hausse de l'apport du parc éolien Foard City, en raison de l'effet combiné de l'accroissement de la production et de la baisse des charges d'exploitation sur la hausse des produits. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la baisse de l'apport des parcs éoliens en France, laquelle s'explique par la diminution des produits découlant de la baisse du régime éolien. La **marge du BAIIA ajusté** normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a diminué, passant de 84,4 % à 83,5 %. Cette diminution s'explique par la pondération des installations récemment acquises aux États-Unis, dont les marges sont plus faibles, et par la baisse des produits des parcs éoliens en France. Cette diminution a été compensée en partie par la hausse des produits par rapport à la baisse des charges d'exploitation du parc éolien Foard City.

L'apport des parcs éoliens des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAIIA ajusté proportionnel**, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, s'est chiffré à 6,2 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, par rapport à un apport de 5,8 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique surtout par la hausse de l'apport des parcs éoliens Shannon et Flat Top découlant principalement de la hausse des produits, qui s'explique par des prix de vente moyens plus élevés malgré la baisse de la production. L'augmentation est également attribuable à l'apport plus élevé du parc éolien Viger-Denonville au Québec en raison de l'effet combiné de l'augmentation des produits provenant de l'accroissement de la production et de la diminution des charges d'exploitation.

L'apport des **CIP proportionnels** générés par les parcs éoliens s'est chiffré à 17,4 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, contre un apport de 18,1 M\$ pour le même trimestre de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable aux CIP moins élevés obtenus en raison de la baisse de la production des parcs éoliens Shannon et Flat Top.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Secteur de la production solaire

Secteur de la production solaire	Périodes de trois mois closes les 31 mars				
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>2</sup>	2021 Normalisé	2020	Variation
Production (MWh)	176 699	—	176 699	124 942	41 %
PMLT (MWh)	212 520	—	212 520	159 872	33 %
Produits (en M\$)	47 068	(38 166)	8 902	8 354	7 %
BAIIA ajusté (en M\$) <sup>1</sup>	44 075	(38 166)	5 909	5 696	4 %
Marge du BAIIA ajusté <sup>1</sup>	93,6 %	(27,2) %	66,4 %	68,2 %	
<b>PROPORTIONNEL<sup>1</sup></b>					
Production proportionnelle (MWh)	179 596	—	179 596	128 064	40 %
Produits proportionnels (en M\$)	47 572	(38 166)	9 406	8 937	5 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	44 373	(38 166)	6 207	6 020	3 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	93,3 %	(27,3) %	66,0 %	67,4 %	

1. 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 et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent 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.

2. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, le **BAIIA ajusté** normalisé du secteur de la production solaire, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a augmenté de 4 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'apport de l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020, partiellement compensé par la baisse de l'apport du parc solaire Phoebe découlant de l'incidence défavorable nette de la diminution des produits découlant de la baisse des prix de vente moyens sur la baisse des charges d'exploitation. La diminution de la **marge du BAIIA ajusté** normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, de 68,2 % à 66,4 %, s'explique surtout par la pondération des installations récemment acquises au Chili, dont les marges sont plus faibles.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Perte nette

Perte nette de 217,9 M\$ (perte de base et diluée de 1,24 \$ par action) pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, comparativement à une perte nette de 46,9 M\$ (perte de base et diluée de 0,35 \$ par action) pour la période correspondante de 2020.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire expliquée précédemment, l'augmentation de 170,9 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- les **événements de février 2021 au Texas**, qui ont entraîné une incidence défavorable nette de 81,3 M\$ (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information);
- la comptabilisation de **charges de dépréciation** totalisant 112,6 M\$ par l'entremise de la **quote-part de la perte des coentreprises Flat Top et Shannon de la Société**, de respectivement 53,8 M\$ et 58,8 M\$;
- une diminution de 11,6 M\$ des **autres produits principalement attribuable aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc solaire Phoebe, qui a principalement trait à la baisse de l'amortissement fiscal, lequel a été surtout comptabilisé au cours des deux premières années d'exploitation;
- une variation défavorable de 6,3 M\$ de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, en raison principalement de la **couverture du prix de l'électricité de Phoebe** et d'une **variation défavorable des taux de change sur les prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère**.



Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 40,5 M\$ du **recouvrement d'impôt**, en raison essentiellement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas et des charges de dépréciation de Flat Top et de Shannon;
- une variation favorable de 21,0 M\$ de la **partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe** par rapport à la période correspondante de 2020.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Perte nette ajustée

La perte nette ajustée est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. La perte nette ajustée 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 ».

Les références à la « perte nette ajustée » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, événements spécifiques inhabituels ou non récurrents comme les événements de février 2021 au Texas, charge (recouvrement) d'impôt liée à ces éléments, et quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées lié(e) aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte.

Le tableau suivant présente un sommaire du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) (se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour obtenir un rapprochement avec le compte consolidé de résultat) :

	Périodes de trois mois closes les	
	2021	2020
Produits	134 684	132 116
Charges :		
Charges d'exploitation	30 993	27 547
Frais généraux et administratifs	9 750	10 511
Charges liées aux projets potentiels	5 789	3 639
BAlIA ajusté	88 152	90 419
Charges financières	59 600	60 330
Autres produits, montant net	(11 589)	(23 497)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	58 885	53 567
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	5 384	4 218
(Profit réalisé) perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(3 654)	(2 199)
Charge d'impôt sur le résultat	7 066	7 503
<b>Perte nette ajustée<sup>1</sup></b>	<b>(27 540)</b>	<b>(9 503)</b>

1. La perte nette ajustée n'est pas une mesure reconnue selon les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Perte nette ajustée de 27,5 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, comparativement à une perte nette ajustée de 9,5 M\$ pour la période correspondante de 2020.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire expliquée précédemment, l'augmentation de 18,0 M\$ de la perte nette ajustée s'explique par :

- une diminution de 11,9 M\$ des **autres produits principalement attribuable aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc solaire Phoebe, qui a principalement trait à la baisse de l'amortissement fiscal accéléré, lequel a été principalement comptabilisé au cours des deux premières années d'exploitation;
- une augmentation de 5,3 M\$ des **amortissements, attribuable principalement aux acquisitions de Mountain Air et de Salvador**.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Participations ne donnant pas le contrôle

Attribution d'une perte de 3,7 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 6,8 M\$ pour la période correspondante de 2020

L'augmentation de 10,5 M\$ de la perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'explique essentiellement par une variation défavorable des taux de change sur les prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère d'Innergex Europe, contrebalancée en partie par le bénéfice attribué aux participations ne donnant pas le contrôle de Mountain Air à la suite de son acquisition au troisième trimestre de 2020.

### 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Structure du capital

La structure de notre capital se compose des éléments suivants, comme il est indiqué ci-après.

	Au 31 mars 2021	Au 31 décembre 2020
<b>Capitaux propres<sup>1</sup></b>		
Actions ordinaires <sup>2</sup>	3 837 985	4 778 325
Actions privilégiées <sup>3</sup>	105 760	99 364
Participations ne donnant pas le contrôle	58 274	62 078
	<b>4 002 019</b>	<b>4 939 767</b>
<b>Prêts et emprunts à long terme<sup>1</sup></b>		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	340 769	182 996
Autres dettes de la Société	150 000	266 627
Dettes au niveau des projets	3 841 635	3 839 799
Financement par participation au partage fiscal	308 647	315 958
Débetures convertibles	278 477	280 075
Frais de financement différés	(65 875)	(71 574)
	<b>4 853 653</b>	<b>4 813 881</b>
	<b>8 855 672</b>	<b>9 753 648</b>

1. Les actions ordinaires et privilégiées sont présentées à leur valeur de marché aux 31 mars 2021 et 31 décembre 2020, tandis que les participations ne donnant pas le contrôle et les prêts et emprunts à long terme sont présentés à leur valeur comptable.

2. Correspond au nombre d'actions ordinaires en circulation aux 31 mars 2021 et 31 décembre 2020, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 21,97 \$ (27,37 \$ en 2020).

3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation aux 31 mars 2021 et 31 décembre 2020, multiplié par le cours des actions privilégiées de série A et de série C en vigueur à la clôture du marché, soit 16,40 \$ et 25,00 \$, respectivement (14,46 \$ et 25,10 \$, respectivement, en 2020).

La stratégie de gestion du capital d'Innergex consiste i) à développer ou à acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi et ii) à distribuer des dividendes stables.

Innergex détermine le montant du capital requis, et sa répartition entre la dette et les capitaux propres, aux fins de l'acquisition et du développement de nouvelles installations de production d'électricité en fonction des caractéristiques propres en matière de stabilité et de croissance de chacune des installations. Cette détermination vise à assurer la distribution d'un dividende stable tout en maintenant un niveau d'endettement acceptable. En général, les capitaux propres sont la principale source de financement pour le développement des projets, tandis que les prêts et emprunts à long terme servent à financer les projets de construction. La Société prévoit financer de 70 % à 85 % de ses coûts de construction principalement au moyen du financement par emprunt à long terme sans recours ou du financement par participation au partage fiscal pour les projets admissibles aux États-Unis.

La structure des actions ordinaires et privilégiées est demeurée stable par rapport au 31 décembre 2020. La valeur de marché a donc été principalement touchée par la variation défavorable nette des cours des actions, partiellement contrebalancée par une légère augmentation du nombre d'actions ordinaires en circulation (se reporter à la rubrique « Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information). La diminution des participations ne donnant pas le contrôle s'explique principalement par la variation défavorable des taux de change sur les prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère d'Innergex Europe. L'augmentation des prêts et emprunts à long terme est attribuable surtout aux prélèvements nets effectués essentiellement pour la construction du projet Griffin Trail, contrebalancés en partie par l'appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 4,39 % au 31 mars 2021 (4,50 % au 31 décembre 2020).

## Conventions de crédit – conditions financières et non financières significatives

Au 31 mars 2021, 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 ces filiales de virer des fonds à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations. Au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020, le projet Mesgi'g Ugju's'n s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit. Le 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 mai 2021. 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, la tranche de 215,8 M\$ (219,0 M\$ en 2020) de l'emprunt qui serait autrement classée dans les prêts et emprunts à long terme a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020, le projet était en conformité avec les clauses financières.

Les installations Montjean et Theil-Rabier ne respectaient pas leurs ratios de couverture de la dette cibles respectifs au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020, ce qui a déclenché un défaut de leur convention de crédit respective. Cette situation est imputable à des incidents impliquant deux pales, qui ont provoqué des interruptions d'activité des installations Montjean et Theil-Rabier pendant une longue période, suivies de plusieurs restrictions de production. En supposant que la situation ne soit pas résolue, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 11,7 M€ (17,2 M\$) de l'emprunt qui serait autrement classée dans la partie non courante de chaque dette a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.

Au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020, les installations Mountain Air enfreignaient leurs conventions de crédit en raison du non-respect d'une exigence spécifique de la clause d'assurance. Une dérogation a été obtenue jusqu'au 30 juin 2021. Si la situation n'est pas résolue et si la dérogation n'est pas renouvelée, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 113,7 M\$ US (143,0 M\$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.

Le parc solaire Phoebe a reçu de ses prêteurs un avis de défaut potentiel. Ce défaut potentiel est lié à certains montants impayés à la suite des événements de février 2021 au Texas, dont l'exactitude est contestée, et la Société cherche à obtenir un ajustement pour la partie liée à un événement de force majeure allégué. La Société considère qu'il n'y a pas de défaut dans ces circonstances et a réagi en conséquence. Bien que les discussions soient en cours, la tranche de 104,2 M\$ US (131,1 M\$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.

L'installation Fitzsimmons Creek ne respectait pas les exigences minimales en matière de fonds de roulement au 31 mars 2021, ce qui a déclenché un défaut de sa convention de crédit. En supposant que la situation ne soit pas résolue, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 18,2 M\$ du prêt qui serait autrement classée dans la partie non courante a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.

La Société est d'avis que ces cas de défaut, et leurs mesures correctives, relèvent essentiellement de son contrôle et qu'il est très peu probable que les prêteurs demandent un remboursement.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | 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'IPF 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 »)	Attribution des CIP à l'IPF, qui découlent de l'énergie produite pendant la période et sont comptabilisés dans le montant net des autres produits à mesure qu'ils sont acquis, et en réduction de la participation au partage fiscal.
Crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)	Attribution des CII à l'IPF, attribuables aux activités de construction et comptabilisés en réduction du coût des actifs auxquels ils se rapportent et de la participation au partage fiscal.
Bénéfice imposable (perte fiscale), y compris les attributs fiscaux comme l'amortissement fiscal accéléré	Attribution du bénéfice imposable et des autres attributs fiscaux à l'IPF comptabilisés dans le montant net des autres produits à mesure qu'ils sont acquis, et en réduction de la participation au partage fiscal.
Charges d'intérêts	Charges d'intérêts, calculées au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif, comptabilisées dans les charges financières à mesure qu'elles sont engagées et comptabilisées comme une hausse du financement au partage fiscal.
Apport de paiements à l'utilisation	Cotisations en trésorerie supplémentaires versées par l'IPF lorsque la production annuelle est supérieure au seuil stipulé par contrat, comptabilisées comme une augmentation du financement de partage fiscal.
Distributions en trésorerie	Attribution en trésorerie à l'IPF, comptabilisée en réduction de la participation au partage fiscal.

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

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux projets éoliens de recevoir des crédits d'impôt, qui sont obtenus pour chaque MWh de production au cours des dix premières années d'exploitation du projet. 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 plus 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	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\$)	Attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP aux IPF (avant le point de basculement)	Attribution des distributions en trésorerie aux IPF (avant le point de basculement)
Shannon <sup>1,2,5</sup>	2015	À l'étude <sup>5</sup>	274,2	22,4	—	99,00 %	64,10 %
Flat Top <sup>1,2,5</sup>	2018	À l'étude <sup>5</sup>	267,2	27,4	—	99,00 %	21,97 %
Foard City <sup>1,2,4</sup>	2019	2029	372,7	41,0	4,4	99,00 %	5,00 %

1. Avant le point de basculement, les distributions en trésorerie à l'IPF 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 attribution en trésorerie plus élevée à l'IPF ou un changement de point de basculement. Les chiffres fournis se rapportent à la période close le 31 mars 2021.
2. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les IPF 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 1,2575. 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 1,2575. 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.
5. En raison des conséquences financières défavorables engendrées par les événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information), la Société évalue actuellement les répercussions sur les dates du point de basculement des IPF de ses installations au Texas faisant l'objet de couvertures du prix de l'électricité.

### 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 2021 et en 2022, puis à 22 % en 2023 et à 10 % par la suite.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF	Placement des IPF (M\$)	Attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII entre les IPF (avant le point de basculement)	Attribution privilégiée des distributions en trésorerie entre les IPF (avant le point de basculement)
Phoebe <sup>1,2,3,7</sup>	2019	À l'étude <sup>7</sup>	244,3	67,00 %	10,62 % en sus de la distribution prioritaire
Hillcrest <sup>1,4,5,6</sup>	2021	2028	29,8	99,00 %	4,23 %

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 aux IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat des 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. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à l'IPF est de 99 % jusqu'au 15 février 2020, et baissera à 67,00 % du 15 février 2020 au 31 décembre 2024, puis reviendra à 99,00 % jusqu'au point de basculement des IPF.
4. Hillcrest Solar Partners a reçu 22,4 M\$ US (29,8 M\$) de la part de l'IPF en échange de sa participation de membre de catégorie A, ce qui représente 20 % du placement total de l'IPF. Le reste du financement de 89,7 M\$ US (112,7 M\$) doit être reçu lors de la mise en service du projet.
5. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII d'Hillcrest à l'IPF est de 99,00 %. Du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'IPF sera de 67,00 %, puis de 5,00 % par la suite.
6. Les montants des distributions en trésorerie d'Hillcrest à l'IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués au taux de 4,23 % à l'IPF, jusqu'à la date du point de basculement.
7. En raison des conséquences financières défavorables engendrées par les événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information), la Société évalue actuellement les répercussions sur les dates du point de basculement des IPF de ses installations au Texas faisant l'objet de couvertures du prix de l'électricité.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Situation financière

Aux	31 mars 2021	31 décembre 2020
<b>ACTIFS</b>		
<b>Actifs courants</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	181 390	161 465
Liquidités soumises à restrictions	66 202	67 477
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	109 471	106 353
Autres actifs courants	122 392	117 157
<b>Total des actifs courants</b>	<b>479 455</b>	<b>452 452</b>
<b>Actifs non courants</b>		
Immobilisations corporelles	5 038 284	5 053 125
Immobilisations incorporelles	885 048	919 323
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	235 982	446 837
Goodwill	74 069	75 932
Autres actifs non courants	196 259	206 563
<b>Total des actifs non courants</b>	<b>6 429 642</b>	<b>6 701 780</b>
<b>Total des actifs</b>	<b>6 909 097</b>	<b>7 154 232</b>
<b>PASSIFS</b>		
<b>Passifs courants</b>		
	1 207 149	1 036 730
<b>Passifs non courants</b>		
Prêts et emprunts à long terme	3 955 642	4 046 714
Autres passifs non courants	881 708	999 856
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>4 837 350</b>	<b>5 046 570</b>
<b>Total des passifs</b>	<b>6 044 499</b>	<b>6 083 300</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	806 324	1 008 854
Participations ne donnant pas le contrôle	58 274	62 078
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>864 598</b>	<b>1 070 932</b>
	<b>6 909 097</b>	<b>7 154 232</b>

## Éléments du fonds de roulement

Au 31 mars 2021, le fonds de roulement était négatif de 727,7 M\$, comparativement à un fonds de roulement négatif de 584,3 M\$ en 2020, ce qui s'explique surtout par ce qui suit.

Les actifs courants s'élevaient à 479,5 M\$ au 31 mars 2021, en hausse de 27,0 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison essentiellement d'une hausse de 19,9 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie découlant de l'incidence favorable des événements de février 2021 au Texas sur l'installation Foard City. De plus, les crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec les activités de construction d'Hillcrest ont augmenté de 3,1 M\$.

Les passifs courants s'élevaient à 1 207,1 M\$ au 31 mars 2021, en hausse de 170,4 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison essentiellement d'une hausse de 130,3 M\$ de la partie courante de la dette à long terme, qui a principalement trait au classement de la dette à long terme de Phoebe et de Fitzsimmons Creek dans la partie courante à la suite d'un avis de défaut potentiel de ses prêteurs et du non-respect des exigences minimales en matière de fonds de roulement, respectivement.

Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable sur le solde du fonds de roulement (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins, compte tenu du fait qu'un montant total de 542,5 M\$ de l'emprunt, qui serait autrement classé à long terme, a été réaffecté à la partie courante des prêts et emprunts à long terme (se reporter à la rubrique « Structure du capital » du présent rapport de gestion pour plus d'information). Au 31 mars 2021, sur les 700,0 M\$ à sa disposition sur les facilités de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 340,8 M\$ à titre d'avances de fonds, et 59,0 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 300,2 M\$.

## Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 6 429,6 M\$ au 31 mars 2021, en baisse de 272,1 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison principalement d'une diminution de 210,9 M\$ des participations dans des coentreprises et des entreprises associées de la Société. Le total de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées de la Société s'élève à 208,0 M\$, ce qui s'explique principalement par les événements de février 2021 au Texas, pour une quote-part de la perte totale de 64,2 M\$ pour Innergex, et par les charges de dépréciation comptabilisées par les installations Flat Top et Shannon par l'entremise de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées de la Société, soit de respectivement 53,8 M\$ et 58,8 M\$ pour Flat Top et Shannon.

La diminution nette de 34,3 M\$ des immobilisations incorporelles et de 14,8 M\$ des immobilisations corporelles s'explique surtout par des amortissements de 58,9 M\$ et une appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro. La diminution des immobilisations corporelles est contrebalancée en partie par des ajouts totalisant 99,8 M\$ pendant la période liés essentiellement aux projets en cours de construction Hillcrest et Griffin Trail, déduction faite des CII recouvrables déduits des coûts de construction d'Hillcrest.

Les instruments financiers dérivés ont également contribué à la diminution des actifs non courants (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

## Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 4 837,4 M\$ au 31 mars 2021, en baisse de 209,2 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison essentiellement d'une diminution des prêts et emprunts à long terme de 91,1 M\$, découlant surtout du classement de la dette à long terme de Phoebe et de Fitzsimmons Creek à la partie courante à la suite d'un avis de défaut potentiel de ses prêteurs et du non-respect des exigences minimales en matière de fonds de roulement, respectivement. La diminution s'explique également par l'appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par les prélèvements nets effectués essentiellement pour la construction du projet Griffin Trail.

Les instruments financiers dérivés ont également contribué à la diminution des passifs non courants (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

## Capitaux propres

Au 31 mars 2021, les capitaux propres ont diminué de 206,3 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2020, principalement en raison des dividendes de 32,9 M\$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées et du total de la perte globale de 172,5 M\$.

## 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.

La juste valeur globale des instruments financiers dérivés correspondait à un passif net de 79,3 M\$ au 31 mars 2021, contre un passif net de 151,0 M\$ au 31 décembre 2020. L'augmentation de la juste valeur est principalement attribuable à une augmentation des courbes de taux d'intérêt, qui a eu une incidence favorable sur le portefeuille de swaps de taux d'intérêt, à une augmentation de la courbe des taux à terme entre l'euro et le dollar canadien, qui a eu une incidence favorable sur le portefeuille de contrats de change à terme, et à une diminution du différentiel de base estimatif qui, avec l'écoulement du temps, a eu une incidence favorable sur la couverture de base de Phoebe. Ces augmentations de la juste valeur ont été contrebalancées en partie par une diminution de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, en raison de l'augmentation des courbes de prix du marché.

## Éventualités

### **Événements de février 2021 au Texas**

En février 2021, les conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent et la défaillance du marché de l'électricité qui en a découlé ont paralysé l'État du Texas, aux États-Unis. Ces conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent ont poussé le gouvernement du Texas à déclarer l'état de catastrophe majeure et le gouvernement américain à déclarer l'état d'urgence. La tempête a perturbé la production, le transport et la distribution d'électricité, ce qui a eu une incidence considérable sur les prix. En raison de ces perturbations, les prix de gros de l'électricité de l'Electric Reliability Council of Texas (« ERCOT ») ont atteint le plafond de 9 000 \$ US par MWh et sont restés à ce niveau pendant une période prolongée. Les événements de février 2021 au Texas ont duré du 11 au 19 février 2021. L'effet combiné des interruptions de production, des conditions anormales de fixation des prix sur les marchés et des obligations contractuelles de générer une production quotidienne prédéterminée en vertu des couvertures du prix de l'électricité a eu une incidence défavorable nette sur les installations suivantes de la Société : le parc solaire Phoebe dans le comté de Winkler, le parc éolien Flat Top dans le comté de Mills et le parc éolien Shannon dans le comté de Clay.

#### *Phoebe*

En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe en février, laquelle a été rejetée par le destinataire. Des discussions sont en cours avec la contrepartie de la couverture du prix de l'électricité.

#### *Flat Top et Shannon*

En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité de Flat Top et de Shannon en février, laquelle a été rejetée par le destinataire. Afin de conserver les droits de la Société et de ses partenaires relativement aux installations Flat Top et Shannon, des procédures judiciaires ont été engagées le 21 avril 2021. Le 6 mai 2021, le tribunal a entendu la demande d'injonction interlocutoire visant à interdire l'exercice de tout recours, y compris la saisie, contre les installations Flat Top et Shannon, à la suite d'un défaut de paiement allégué, lequel a été formellement contesté, et rendra sa décision d'ici le 20 mai 2021. Si le tribunal rejette la demande, la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité des deux installations pourra donc exercer l'un ou l'autre de ses recours, y compris la saisie. La Société et ses partenaires dans les projets Flat Top et Shannon évaluent et envisagent actuellement toutes les options raisonnables d'un point de vue commercial pour faire valoir les droits des projets en vertu des couvertures du prix de l'électricité.



Compte tenu de son interprétation des informations actuellement disponibles et compte tenu du fait que les projets sont sans recours pour la Société, les risques financiers de la Société sont limités à l'incidence hors trésorerie, le cas échéant, sur la charge d'impôt sur le résultat de la Société et la reprise potentielle des écarts de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global relativement à ces deux projets, car la valeur comptable de ses placements en capitaux propres dans Flat Top et Shannon était de néant au 31 mars 2021, à la suite de la comptabilisation par la Société de charges de dépréciation respectives de 53,8 M\$ et de 58,8 M\$ par l'entremise de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021.

### **Droits d'utilisation de l'eau d'Harrison Hydro L.P.**

Le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3,2 M\$ relativement aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et Harrison Hydro L.P. et ses filiales ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board.

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3,2 M\$ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. La Société a comptabilisé un montant à recevoir de 3,2 M\$ au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant équivalant au montant à recevoir comptabilisé, représentant le capital de 3,2 M\$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe d'Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. Les sociétés en commandite ont déposé leur réponse à la requête le 14 avril 2020. L'audience a eu lieu à Victoria au cours de la dernière semaine de septembre 2020. Une décision a été rendue le 9 février 2021 par la Cour suprême de la Colombie-Britannique, qui a conclu que la décision de l'Environmental Appeal Board était raisonnable et a donc rejeté la requête du contrôleur des droits d'utilisation de l'eau. En mars 2021, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a informé la Société qu'il fera appel de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique.

### **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 étaient de 0,0 MWh pour les installations de Jimmie Creek (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence), d'Upper Lillooet River, de Northwest Stave River et de Boulder Creek, de 2,0 MWh pour l'installation de Tretheway Creek et de 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 la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent à 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 » pour plus d'information.

## Arrangements hors bilan

Au 31 mars 2021, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 240,8 M\$, y compris un montant de 59,0 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 57,6 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, Flat Top, Kokomo, Spartan, Foard City, Phoebe, Hillcrest, Griffin Trail et Mountain Air, Alterra Power Corp., 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 des garanties en faveur du projet, 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.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie

	Périodes de trois mois closes les 31 mars			
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>1</sup>	2021 Normalisé	2020
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	59 970	(16 801)	43 169	19 033
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	45 185	—	45 185	133 207
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(81 884)	—	(81 884)	(49 617)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(3 346)	—	(3 346)	12 161
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	19 925	(16 801)	3 124	114 784
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	161 465	—	161 465	145 635
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>	<b>181 390</b>	<b>(16 801)</b>	<b>164 589</b>	<b>260 419</b>

1. Se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas ».

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

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont totalisé 60,0 M\$, contre 19,0 M\$ pour la même période l'an dernier. Les événements de février 2021 au Texas ont contribué à hauteur de 16,8 M\$ à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, l'augmentation est principalement attribuable à une variation favorable de 21,0 M\$ de la perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe et à l'apport des installations Salvador et Mountain Air à la suite de leur acquisition aux deuxième et troisième trimestres de 2020, respectivement.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont totalisé 45,2 M\$, par rapport à 133,2 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est principalement attribuable aux entrées de trésorerie de 659,9 M\$ liées au placement privé d'Hydro-Québec l'an dernier, contrebalancées en partie par la hausse du produit provenant des prélèvements sur les emprunts liés à la construction, déduction faite du remboursement de la dette à long terme d'un montant total de 84,0 M\$ en 2021, par rapport à un remboursement net de 496,4 M\$ de la dette à long terme en 2020.

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

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement ont totalisé 81,9 M\$, par rapport à 49,6 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation s'explique principalement par les ajouts aux immobilisations corporelles liés aux projets en cours de construction Hillcrest et Griffin Trail.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

Calcul des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution <sup>1</sup>	Périodes de douze mois closes les 31 mars			
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>5</sup>	2021 Normalisé	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	276 045	(16 801)	259 244	206 480
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>				
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(34 821)	33 894	(927)	(14 741)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(3 531)	—	(3 531)	(6 894)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(151 609)	—	(151 609)	(134 127)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup>	(15 701)	—	(15 701)	(7 929)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 865)	—	(5 865)	(5 942)
<i>Ajouter (déduire) les éléments non récurrents suivants :</i>				
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	3 568	—	3 568	—
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	2 885	—	2 885	4 145
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	1 664	—	1 664	264
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe <sup>3</sup>	1 127	(1 304)	(177)	31 355
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 sur 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<sup>5</sup></b>	<b>73 762</b>	<b>15 789</b>	<b>89 551</b>	<b>91 447</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	125 649	—	125 649	103 025
<b>Ratio de distribution<sup>5</sup></b>	<b>170 %</b>	<b>(30)%</b>	<b>140 %</b>	<b>113 %</b>
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>				
Charges liées aux projets potentiels			18 858	12 113
<b>Flux de trésorerie disponibles ajustés</b>			<b>108 409</b>	<b>103 560</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD			120 224	99 969
<b>Ratio de distribution ajusté</b>			<b>111 %</b>	<b>97 %</b>

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. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

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 9 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.

5. Pour la période de douze mois close le 31 mars 2021, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

## Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2021, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 73,8 M\$. Compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'information), la Société a généré des flux de trésorerie disponibles normalisés de 89,6 M\$, comparativement à 91,4 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie disponibles normalisés sont restés relativement constants par rapport à la période de douze mois comparative. La diminution des flux de trésorerie normalisés est principalement attribuable :

- à la hausse des remboursements de capital sur la dette découlant des installations Phoebe et Foard City, mises en service à la fin de 2019, et à l'acquisition de Mountain Air à partir de la mi-2020;
- à la réduction imposée par BC Hydro à la mi-2020 en raison de la pandémie de COVID-19;
- au recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels à la suite de la vente de HS Orka en 2019.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- l'apport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation des installations Phoebe et Foard City, mises en service à la fin de 2019, et des acquisitions de Salvador et de Mountain Air à partir de la mi-2020;
- la diminution des paiements d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec.

## Ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2021, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 170 % des flux de trésorerie disponibles. Compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information) les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 140 % des flux de trésorerie disponibles normalisés, comparativement à 113 % pour la même période l'an dernier.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Information sur le capital-actions

### Titres de participation de la Société

	Aux		
	10 mai 2021	31 mars 2021	31 mars 2020
Nombre d'actions ordinaires	174 807 444	174 692 091	174 104 754
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	148 023	148 023	150 000
Nombre de débetures convertibles à 4,65 %	142 056	142 056	143 750
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	262 784	262 784	642 933

À la clôture des marchés le 10 mai 2021 et depuis le 31 mars 2021, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à l'émission de 115 353 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 31 mars 2021, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 mars 2020 était principalement attribuable à la conversion d'une partie des débetures convertibles à 4,65 % en 73 969 actions ordinaires et à la conversion d'une partie des débetures convertibles à 4,75 % en 98 850 actions ordinaires. L'augmentation s'explique également par l'émission de 141 665 actions ordinaires à la suite de l'exercice sans décaissement de 411 721 options et de l'émission de 272 853 actions ordinaires en vertu du RRD.

### Dividendes

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

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	31 445	31 339
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,180
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	689	766
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (\$/action)	0,202750	0,225500
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C (\$/action)	0,359375	0,359375

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 8 janvier 2021, la Société a annoncé le rajustement des taux de dividende applicables aux actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A ainsi qu'aux actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif, série B. Pour les actions de série A, le taux de dividende applicable à la période de cinq ans allant du 15 janvier 2021 au 15 janvier 2026, exclusivement, sera de 3,244 % par année, ou 0,202750 \$ par action par trimestre. Le taux de dividende des actions de série B applicable à la période à taux variable trimestrielle allant du 15 janvier 2021 au 15 avril 2021, exclusivement, est de 2,91 % par année, ou 0,181875 \$ par action par trimestre. Au 31 mars 2021, aucune action privilégiée de série B n'était en circulation.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 juillet 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
11 mai 2021	30 juin 2021	15 juillet 2021	0,180 \$	0,202750 \$	0,359375 \$

## 5- 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 d'Innergex, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également la comparaison des résultats sur 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, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté proportionnel, le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée), 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.

### **Production, produits, BAIIA ajusté, et marge et mesures proportionnelles correspondantes.**

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 « 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 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.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net 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 le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers. 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, la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation.

Les références à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent document visent le BAIIA ajusté divisé par les produits. 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 ces mesures permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex et les produits proportionnels ne doivent pas être considérés comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS. Les lecteurs sont également avisés que le BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté, et la marge du BAIIA ajusté proportionnel ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Performance financière et résultats d'exploitation ».

	Périodes de trois mois closes les 31 mars					
	2021			2020		
	Production (MWh)	Produits	BAlIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAlIA ajusté
Consolidé	1 785 947	189 651	143 119	1 679 598	132 116	90 419
Quote-part des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Hydroélectrique	38 092	4 339	1 507	35 217	4 791	1 327
Éolien	222 685	49 818	46 544	251 829	8 742	5 805
Solaire	2 897	504	298	3 122	583	324
	263 674	54 661	48 349	290 168	14 116	7 456
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :						
Foard City		11 389	11 389		10 931	10 931
Shannon (50 %)		2 767	2 767		3 155	3 155
Flat Top (51 %)		3 267	3 267		4 053	4 053
		17 423	17 423		18 139	18 139
Proportionnel	2 049 621	261 735	208 891	1 969 766	164 371	116 014
Marge du BAlIA ajusté			75,5 %			68,4 %
Marge du BAlIA ajusté proportionnel			79,8 %			70,6 %



Le tableau ci-dessous contient un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS avec les mesures conformes aux IFRS qui s'y rapprochent le plus :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Produits	189 651	132 116
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	54 661	14 116
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	17 423	18 139
<b>Produits proportionnels</b>	<b>261 735</b>	<b>164 371</b>
Perte nette	(217 872)	(46 931)
Charge d'impôt	(41 283)	(813)
Charges financières	59 600	60 330
Amortissements	58 885	53 567
BAlIA	(140 670)	66 153
Autres produits, montant net	(11 904)	(23 497)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	207 984	20 054
Variation de la juste valeur des instruments financiers	87 709	27 709
BAlIA ajusté	143 119	90 419
Quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	48 349	7 456
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	17 423	18 139
<b>BAlIA ajusté proportionnel</b>	<b>208 891</b>	<b>116 014</b>
Marge du BAlIA ajusté	75,5 %	68,4 %
Marge du BAlIA ajusté proportionnel	79,8 %	70,6 %

### Perte nette ajustée

Les références à la « perte nette ajustée » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, événements spécifiques inhabituels ou non récurrents comme les événements de février 2021 au Texas, charge d'impôt nette liée (recouvrement d'impôt net lié) à ces éléments, et quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées liée aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte.

La perte nette ajustée est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. 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 bénéfice net (la perte nette). 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. En outre, la Société a recours à des contrats de change à terme pour couvrir sa participation nette dans ses filiales en France. La direction estime donc que les profits réalisés (les pertes réalisées) sur ces contrats ne sont pas représentatifs des activités d'Innergex.

Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que la perte nette ajustée ne doit pas être considérée comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » pour obtenir le rapprochement de la perte nette ajustée.

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement de la perte nette ajustée avec la mesure conforme aux IFRS qui s'y rapproche le plus :

Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Perte nette	(217 872)	(46 931)
<i>Ajouter (déduire) :</i>		
Événements de février 2021 au Texas		
Produits	(54 967)	—
Couverture du prix de l'électricité	70 756	—
Quote-part de la perte de Flat Top et de Shannon	64 197	—
Quote-part de la dépréciation de Flat Top et de Shannon	112 609	—
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	20 437	12 509
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	16 523	10 250
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	2 885	—
Partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe	1 199	19 658
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(315)	—
Recouvrement d'impôt lié aux éléments ci-dessus	(42 992)	(4 989)
<b>Perte nette ajustée</b>	<b>(27 540)</b>	<b>(9 503)</b>

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement des ajustements de la perte nette ajustée avec chaque poste du compte consolidé de résultat :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars					
	2021			2020		
	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS
Produits	189 651	(54 967)	134 684	132 116	—	132 116
Charges d'exploitation	30 993	—	30 993	27 547	—	27 547
Frais généraux et administratifs	9 750	—	9 750	10 511	—	10 511
Charges liées aux projets potentiels	5 789	—	5 789	3 639	—	3 639
BAlIA ajusté	143 119	(54 967)	88 152	90 419	—	90 419
Charges financières	59 600	—	59 600	60 330	—	60 330
Autres produits, montant net	(11 904)	315	(11 589)	(23 497)	—	(23 497)
Amortissements	58 885	—	58 885	53 567	—	53 567
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	207 984	(202 600)	5 384	20 054	(15 836)	4 218
Variation de la juste valeur des instruments financiers	87 709	(91 363)	(3 654)	27 709	(29 908)	(2 199)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	(41 283)	48 349	7 066	(813)	8 316	7 503
<b>Perte nette</b>	<b>(217 872)</b>	<b>190 332</b>	<b>(27 540)</b>	<b>(46 931)</b>	<b>37 428</b>	<b>(9 503)</b>

## 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, la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, et les dividendes déclarés sur les actions privilégiées, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de la Société de générer des liquidités à long terme tels que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée au cours des 12 prochains mois, les profits et les pertes réalisés sur les contreparties conditionnelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées, 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.

Le ratio de distribution est une mesure de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels 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. 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 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.

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 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.

## 6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques - Actifs non courants

	Aux	
	31 mars 2021	31 décembre 2020
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 449 400	3 504 403
États-Unis	1 853 889	1 990 997
France	861 955	922 330
Chili	163 395	166 881
	<b>6 328 639</b>	<b>6 584 611</b>

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

## 6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques - Produits

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
<b>Produits</b>		
Canada	83 150	83 875
États-Unis	76 033	11 851
France	28 368	36 390
Chili	2 100	—
	<b>189 651</b>	<b>132 116</b>

## 6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Information financière trimestrielle historique

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019
Production (MWh)	1 785 947	2 186 961	2 021 559	2 185 793	1 679 598	1 793 803	1 665 362	1 741 953
Produits	189,7	167,9	162,7	150,5	132,1	143,1	142,8	144,7
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	143,1	117,8	108,5	105,3	90,4	103,3	107,4	105,2
(Perte nette) bénéfice net	(217,9)	11,9	7,5	(1,6)	(46,9)	(47,4)	9,7	7,3
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	(214,2)	11,9	11,7	(2,5)	(53,7)	(46,8)	14,3	(7,8)
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(1,24)	0,06	0,06	(0,02)	(0,35)	(0,35)	0,10	(0,07)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(214,2)	11,9	11,7	(2,5)	(53,7)	(46,2)	14,1	10,8
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(1,24)	0,06	0,06	(0,02)	(0,35)	(0,35)	0,09	0,07
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	31,4	31,4	31,4	31,4	31,3	24,4	23,9	23,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,175	0,175	0,175

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

La production, les produits, le bénéfice net et les flux de trésorerie de la Société varient selon la saison, tant sur le plan géographique que sur celui des sources d'énergie. Pour obtenir plus d'information sur la saisonnalité, se reporter à la rubrique « Aperçu des activités | Environnement commercial - Caractère saisonnier des activités » du présent rapport de gestion.

## 7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION | Principales méthodes comptables

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

Le 1er janvier 2021, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes.

#### **Réforme des taux d'intérêt de référence, phase 2 (modifications d'IFRS 9, d'IFRS 7 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. Les états financiers fournissent des informations supplémentaires.

#### **Définition des estimations comptables (modifications d'IAS 8)**

Le 12 février 2021, l'IASB a publié *Définition des estimations comptables* (modifications d'IAS 8).

Ces modifications présentent une nouvelle définition des estimations comptables, laquelle précise qu'il s'agit de montants monétaires dans les états financiers qui sont sujets à une incertitude d'évaluation. Les modifications précisent également le lien entre les méthodes comptables et les estimations comptables en indiquant qu'une société établit une estimation comptable afin d'atteindre l'objectif fixé par la méthode comptable. La Société a adopté les modifications de façon anticipée le 1er janvier 2021, ce qui n'a eu aucune incidence sur les états financiers.

## 7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION | Contrôles et procédures de communication de l'information

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

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

Au cours de la période allant du 1er janvier 2021 au 31 mars 2021, 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.

## 8 - 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 performance financière prévue de la Société, à la production d'énergie, à ses projets potentiels, à la réussite du développement, de la construction et du financement des projets (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, les produits proportionnels prévus, le BAIIA ajusté prévu et le BAIIA ajusté proportionnel prévu de la Société, les flux de trésorerie disponibles prévus, les flux de trésorerie disponibles par action 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 d'appels d'offres, 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 ainsi que des résultats possibles des procédures engagées au Texas à l'égard des installations Flat Top et Shannon. 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 : les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; la défaillance d'équipement ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'approvisionnement en équipement; les risques réglementaires et politiques; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transmission; 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 les cas de force majeure; les pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique; la cybersécurité; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; la capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; la capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; la capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures; l'intégration des acquisitions réalisées et futures; les changements du soutien gouvernemental pour accroître la production d'électricité à partir de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants; l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; la capacité à obtenir les terrains appropriés; les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au



refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; les changements dans la conjoncture économique générale; les fluctuations des taux de change; les risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité des financements de partage fiscal; la possibilité que la Société ne puisse pas déclarer ou payer un dividende; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; la dépendance envers diverses formes de CAÉ; le caractère suffisant de la couverture d'assurances; la notation de crédit qui ne reflète pas le rendement réel de la Société ou un abaissement de la notation de crédit; les fluctuations des produits provenant de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les réclamations défavorables sur les titres de propriété; les responsabilités inconnues; la dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger les droits et l'information confidentielle de la Société; et les risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite de représentants de la Société.

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

## Information prospective dans le présent rapport de gestion

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>Production prévue</b></p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (« PMLT »). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, 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>
<p><b>Produits prévus et produits proportionnels prévus</b></p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris les parcs éoliens Foard City, Shannon et Flat Top, les parcs solaires Phoebe et Salvador 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 ajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation.</p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. La consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »</p> <p>Dépendance envers les CAÉ</p> <p>Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité</p> <p>Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité</p> <p>Changements dans la conjoncture économique générale</p> <p>Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>BAIIA ajusté prévu</b></p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en ajoutant au (déduisant du) bénéfice net (perte nette) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres produits, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des instruments financiers.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p>
<p><b>BAIIA ajusté proportionnel prévu</b></p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté proportionnel annuel en ajoutant au BAIIA ajusté prévu la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part du montant net des autres produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex liée aux CIP.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu ».</p>
<p><b>Flux de trésorerie disponibles prévus, flux de trésorerie disponibles par action prévus et intention de payer un dividende trimestriel</b></p> <p>La Société estime les flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien estimées déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financées au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. La Société évalue le dividende annuel qu'elle entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu ».</p> <p>Possibilité que la Société ne puisse pas déclarer ou payer un dividende</p>
<p><b>Coûts de projets estimés, obtention prévue des permis, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des projets en développement ou des projets potentiels</b></p> <p>La Société peut faire (dans la mesure du possible) une estimation de la puissance installée potentielle, 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.</p> <p>La Société fournit des indications tenant compte d'estimations sur sa position stratégique et sa position concurrentielle actuelles, ainsi que sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses projets en développement et de ses projets potentiels, que la Société évalue compte tenu de son expérience en tant que promoteur.</p>	<p>Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations</p> <p>Exécution par les principales contreparties, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Capacité à obtenir les terrains appropriés</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement</p> <p>Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants</p> <p>Inflation plus élevée que prévu</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement de partage fiscal</p> <p>Risques d'ordre réglementaire et politique</p> <p>Catastrophe naturelle et cas de force majeure</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers</p> <p>Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable</p> <p>Capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures</p> <p>Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants</p> <p>Mesures restrictives liées à la COVID-19</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>Intention de répondre à des appels d'offres</b></p> <p>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.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p> <p>Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants</p> <p>Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p>
<p><b>Admissibilité aux CIP et aux CII et point de basculement attendu de la participation au partage fiscal</b></p> <p>Pour certains projets en développement aux États-Unis, la Société a effectué des activités sur place et hors site dans le but de les rendre admissibles pour la pleine valeur des CIP ou des CII et ainsi d'obtenir des participations au partage fiscal. Pour évaluer l'admissibilité potentielle d'un projet, la Société tient compte des travaux de construction réalisés et du moment où ils ont été réalisés. 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.</p>	<p>Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement de partage fiscal</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p>

# COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

		Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2021	2020
	Notes		
<b>Produits</b>		189 651	132 116
<b>Charges</b>			
Exploitation		30 993	27 547
Frais généraux et administratifs		9 750	10 511
Projets potentiels		5 789	3 639
Bénéfice avant les éléments suivants :		143 119	90 419
Amortissement des immobilisations corporelles	8	44 297	43 121
Amortissement des immobilisations incorporelles		14 588	10 446
Bénéfice avant les éléments suivants :		84 234	36 852
Charges financières	3	59 600	60 330
Autres produits, montant net	4	(11 904)	(23 497)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées :			
Quote-part de la perte, avant les charges de dépréciation	5	95 375	20 054
Quote-part des charges de dépréciation	5	112 609	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	6b)	87 709	27 709
Perte avant impôt sur le résultat		(259 155)	(47 744)
Recouvrement d'impôt sur le résultat		(41 283)	(813)
<b>Perte nette</b>		<b>(217 872)</b>	<b>(46 931)</b>
<b>Perte nette attribuable aux :</b>			
Propriétaires de la société mère		(214 161)	(53 740)
Participations ne donnant pas le contrôle		(3 711)	6 809
		(217 872)	(46 931)
<b>Perte par action attribuable aux propriétaires :</b>			
Perte nette par action, de base (\$)	7	(1,24)	(0,35)
Perte nette par action, diluée (\$)	7	(1,24)	(0,35)
<b>Perte par action attribuable aux propriétaires :</b>			
Perte nette par action, de base (\$)	7	(1,24)	(0,35)
Perte nette par action, diluée (\$)	7	(1,24)	(0,35)

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2021	2020
Perte nette		(217 872)	(46 931)
<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		(16 668)	71 617
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	6	1 682	1 024
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	6	74 339	(92 521)
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie		5 176	(5 892)
Impôt différé connexe		(19 109)	24 168
<b>Autres éléments du résultat global</b>		<b>45 420</b>	<b>(1 604)</b>
<b>Total du résultat global</b>		<b>(172 452)</b>	<b>(48 535)</b>
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>			
Propriétaires de la société mère		(169 539)	(57 190)
Participations ne donnant pas le contrôle		(2 913)	8 655
		(172 452)	(48 535)

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		31 mars 2021	31 décembre 2020
	Notes		
<b>ACTIFS</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		181 390	161 465
Liquidités soumises à restrictions		66 202	67 477
Débiteurs		93 418	92 746
Instruments financiers dérivés	6	10 449	9 039
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	8	109 471	106 353
Charges payées d'avance et autres		18 525	15 372
<b>Total des actifs courants</b>		<b>479 455</b>	<b>452 452</b>
<b>Actifs non courants</b>			
Immobilisations corporelles	8	5 038 284	5 053 125
Immobilisations incorporelles		885 048	919 323
Frais de développement liés aux projets		21 947	14 092
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	5	235 982	446 837
Instruments financiers dérivés	6	72 095	92 040
Actifs d'impôt différé		28 908	25 129
Goodwill		74 069	75 932
Autres actifs non courants		73 309	75 302
<b>Total des actifs non courants</b>		<b>6 429 642</b>	<b>6 701 780</b>
<b>Total des actifs</b>		<b>6 909 097</b>	<b>7 154 232</b>
<b>PASSIFS</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Fournisseurs et autres créditeurs		251 437	190 333
Instruments financiers dérivés	6	51 949	72 958
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs		903 763	773 439
<b>Total des passifs courants</b>		<b>1 207 149</b>	<b>1 036 730</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Instruments financiers dérivés	6	109 884	179 154
Prêts et emprunts à long terme		3 955 642	4 046 714
Autres passifs		370 575	397 513
Passifs d'impôt différé		401 249	423 189
<b>Total des passifs non courants</b>		<b>4 837 350</b>	<b>5 046 570</b>
<b>Total des passifs</b>		<b>6 044 499</b>	<b>6 083 300</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		806 324	1 008 854
Participations ne donnant pas le contrôle		58 274	62 078
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>864 598</b>	<b>1 070 932</b>
<b>Total des passifs et des capitaux propres</b>		<b>6 909 097</b>	<b>7 154 232</b>

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de trois mois close le 31 mars 2021	Capitaux propres attribuables aux propriétaires							Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débiteures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total		
Solde au 1er janvier 2021	4 185	2 026 415	131 069	2 843	(1 043 962)	(111 696)	1 008 854	62 078	1 070 932
Perte nette	—	—	—	—	(214 161)	—	(214 161)	(3 711)	(217 872)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	44 622	44 622	798	45 420
Total du résultat global	—	—	—	—	(214 161)	44 622	(169 539)	(2 913)	(172 452)
Actions ordinaires émises par le biais du Régime de réinvestissement de dividendes	154	—	—	—	—	—	154	—	154
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	478	—	—	—	—	478	—	478
Débiteures convertibles converties en actions ordinaires et rachat	2 330	—	—	(24)	—	—	2 306	—	2 306
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	3 174	(6 250)	—	—	—	—	(3 076)	—	(3 076)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 10)	—	—	—	—	(31 445)	—	(31 445)	—	(31 445)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 10)	—	—	—	—	(1 408)	—	(1 408)	—	(1 408)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(891)	(891)
<b>Solde au 31 mars 2021</b>	<b>9 843</b>	<b>2 020 643</b>	<b>131 069</b>	<b>2 819</b>	<b>(1 290 976)</b>	<b>(67 074)</b>	<b>806 324</b>	<b>58 274</b>	<b>864 598</b>

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de trois mois close le 31 mars 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	Déventures 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	—	—	—	—	(53 740)	—	(53 740)	6 809	(46 931)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(3 450)	(3 450)	1 846	(1 604)
Total du résultat global	—	—	—	—	(53 740)	(3 450)	(57 190)	8 655	(48 535)
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 536 \$)	(1 469)	—	—	—	—	—	(1 469)	—	(1 469)
Actions ordinaires émises par le biais du Régime de réinvestissement de dividendes	203	—	—	—	—	—	203	—	203
Paiements fondés sur des actions	—	18	—	—	—	—	18	—	18
Exercice d'options d'achat d'actions	137	(649)	—	—	—	—	(512)	—	(512)
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	(3 104)	—	—	—	—	—	(3 104)	—	(3 104)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 10)	—	—	—	—	(31 339)	—	(31 339)	—	(31 339)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 10)	—	—	—	—	(1 485)	—	(1 485)	—	(1 485)
Solde au 31 mars 2020	754 898	1 267 680	131 069	2 869	(966 413)	(18 681)	1 171 422	19 597	1 191 019

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



# TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

		Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2021	2020
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>			
	Notes		
Perte nette		(217 872)	(46 931)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissements		58 885	53 567
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées		207 984	20 054
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	6	16 523	10 250
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	4	(11 196)	(17 282)
Autres		992	18
Charges financières		59 600	60 330
Charges financières payées	11 b)	(38 622)	(37 315)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		6 414	5 124
Recouvrement d'impôt sur le résultat		(41 283)	(813)
Impôt sur le résultat reçu (payé)		33	(1 520)
Incidence de la variation des taux de change		(278)	(2 653)
		41 180	42 829
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	11 a)	18 790	(23 796)
		59 970	19 033
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>			
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(32 756)	(25 678)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle		(891)	—
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	11 c)	271 898	70 925
Remboursement de la dette à long terme	11 c)	(187 880)	(567 358)
Paiement d'autres passifs		(2 110)	(443)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		—	658 865
Achat d'actions ordinaires en vertu du régime d'actions liées au rendement		—	(3 104)
Paiement des retenues à la source liées à l'exercice d'options d'achat d'actions et au régime d'actions liées au rendement		(3 076)	—
		45 185	133 207
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>			
Variation des liquidités soumises à des restrictions		622	4 070
Ajouts aux immobilisations corporelles, montant net		(76 331)	(49 854)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(7 027)	(1 813)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		(65)	—
Variation des autres actifs non courants		917	(2 020)
		(81 884)	(49 617)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(3 346)	12 161
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		19 925	114 784
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		161 465	145 635
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>		<b>181 390</b>	<b>260 419</b>

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 11.

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 11 mai 2021.

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. 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 2021, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes, lesquelles n'ont pas eu d'incidence importante sur les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

#### **Réforme des taux d'intérêt de référence, phase 2 (modifications d'IFRS 9, d'IAS 39, d'IFRS 7 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. La note 12 fournit des informations supplémentaires.

#### **Définition des estimations comptables (modifications d'IAS 8)**

Le 12 février 2021, l'IASB a publié *Définition des estimations comptables* (modifications d'IAS 8).

Ces modifications présentent une nouvelle définition des estimations comptables, laquelle précise qu'il s'agit de montants monétaires dans les états financiers qui sont sujets à une incertitude d'évaluation. Les modifications précisent également le lien entre les méthodes comptables et les estimations comptables en indiquant qu'une société établit une estimation comptable afin d'atteindre l'objectif fixé par la méthode comptable. La Société a adopté les modifications de façon anticipée le 1er janvier 2021, ce qui n'a eu aucune incidence sur les états financiers.

### 3. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	43 050	43 251
Charges d'intérêts sur le financement de partage fiscal	5 686	6 456
Charge d'intérêts sur les débetures convertibles	3 395	3 478
Amortissement des frais de financement	2 001	2 425
Charges de désactualisation des autres passifs	1 255	1 322
Intérêts sur les obligations locatives	1 015	1 204
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	1 384	416
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme	158	681
Autres	1 656	1 097
	<b>59 600</b>	<b>60 330</b>

### 4. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Crédits d'impôt sur la production	(11 389)	(10 931)
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	193	(6 351)
Domages-intérêts	(378)	(701)
Perte sur le remboursement des prêts	1 125	—
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	547	—
Honoraires professionnels et autres honoraires - événements de février 2021 au Texas	311	—
Autres, montant net	(2 313)	(5 514)
	<b>(11 904)</b>	<b>(23 497)</b>

#### **Honoraires professionnels et autres honoraires - événements de février 2021 au Texas**

Au cours du mois de février 2021, les installations de la Société au Texas ont été soumises à des conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent qui ont eu des conséquences sur leur capacité à produire de l'électricité. Bien que la production d'électricité se soit poursuivie dans une certaine mesure tout au long de ces événements, l'effet combiné des interruptions de production, des conditions anormales de fixation des prix sur les marchés et des obligations contractuelles de générer une production horaire prédéterminée en vertu des couvertures du prix de l'électricité a eu une incidence défavorable nette sur les installations suivantes de la Société : le parc éolien Flat Top dans le comté de Mills, le parc éolien Shannon dans le comté de Clay et le parc solaire Phoebe dans le comté de Winkler.

Les honoraires professionnels et autres honoraires représentent essentiellement les frais juridiques encourus pour la période close le 31 mars 2021 à la suite des événements de février 2021 au Texas.

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

### **Flat Top et Shannon**

À la suite des événements de février 2021 au Texas, qui ont fait subir des pertes importantes aux installations faisant l'objet de contrats de couverture du prix de l'électricité, une augmentation générale du risque évalué a été observée dans l'ensemble du secteur pour les installations assujetties à un risque de non-concordance<sup>1</sup> dans cette région. Ces facteurs ont contribué à l'augmentation des taux d'actualisation pour tenir compte de la hausse des primes de risque. Le 31 mars 2021, les coentreprises Flat Top et Shannon, qui ont chacune été identifiées comme étant une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») distincte, ont comptabilisé des charges de dépréciation de 83 005 \$ US (105 408 \$) et de 92 686 \$ US (117 702 \$), respectivement. Les charges de dépréciation ont été comptabilisées par la Société par l'intermédiaire de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, soit une perte respective pour Flat Top et Shannon de 53 758 \$ et de 58 851 \$.

Le montant recouvrable de chaque UGT a été établi selon un calcul de la valeur d'utilité dans le cadre duquel on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des budgets approuvés par la direction couvrant la période pour laquelle la Société détient des droits sur le site, et est actualisé au taux de 12 %.

Les principales hypothèses utilisées pour établir le montant recouvrable des actifs sont les suivantes :

- Le taux d'actualisation reflète une moyenne pondérée entre le coût consolidé de la dette et le coût consolidé des capitaux propres, ajustés avec des facteurs alpha propres au secteur d'activité et au pays dans lequel l'installation est exploitée.
- Le prix de vente prévu de l'électricité à la suite du renouvellement des contrats d'achat d'électricité et des couvertures du prix de l'électricité ou de leur entrée sur le marché au comptant.
- Chaque unité génératrice de trésorerie correspond à une installation.
- Les flux de trésorerie futurs prévus sont fondés sur les budgets avant le service de la dette et l'impôt sur le résultat de chaque unité génératrice de trésorerie. Les budgets ont été élaborés en fonction des moyennes à long terme de la production prévue. Ces moyennes à long terme devraient avoisiner les résultats réels.

1. Il y a un risque de non-concordance lorsqu'il existe un décalage, ou un décalage potentiel, entre l'engagement de volume en vertu d'un instrument de couverture du prix de l'électricité et la production réelle de l'installation à un moment donné. Pour diverses raisons, il peut arriver que la production d'électricité d'une installation à un moment donné soit inférieure au volume prévu au contrat. Dans un tel cas, le projet ne peut pas entièrement couvrir ses achats au réseau avec ses ventes au point d'injection, et est donc exposé aux prix du marché de par ses achats sur le réseau.

Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous représente des montants indiqués dans les états financiers des coentreprises et des entreprises associées qui ont été préparés selon les IFRS et après ajustement pour tenir compte des ajustements de la juste valeur à l'acquisition et des différences de méthodes comptables.

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

	Période de trois mois close le 31 mars 2021							
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville
Produits	8 579	590	68 908	20 271	12 928	424	1 303	3 459
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	3 993	2 914	2 770	2 174	2 312	808	377	381
	4 586	(2 324)	66 138	18 097	10 616	(384)	926	3 078
Charges financières	1 911	5 712	3 459	3 734	1 607	2 333	588	736
Crédits d'impôt sur la production	—	—	(5 533)	(6 406)	—	—	—	—
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	—	—	745	186	—	—	—	—
Autres charges (produits), montant net	420	(31)	506	448	(372)	8	(4)	(4)
Amortissements	3 515	5 113	3 257	3 628	3 506	1 086	1 011	465
Perte de valeur des immobilisations corporelles	—	—	117 702	105 408	—	—	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	—	(838)	114 615	143 380	—	—	(1 303)	(181)
Charge d'impôt sur le résultat	1 462	—	—	—	—	—	—	—
(Perte nette) bénéfice net	(2 722)	(12 280)	(168 613)	(232 281)	5 875	(3 811)	634	2 062
Autres éléments du résultat global	—	10 872	—	—	—	—	—	1 653
<b>Total du résultat global</b>	<b>(2 722)</b>	<b>(1 408)</b>	<b>(168 613)</b>	<b>(232 281)</b>	<b>5 875</b>	<b>(3 811)</b>	<b>634</b>	<b>3 715</b>
(Perte nette) bénéfice net attribuable à Innergex	(1 199)	(4 912)	(84 306)	(118 463)	1 498	(1 944)	311	1 031
Total du résultat global attribuable à Innergex	—	4 349	—	—	—	—	—	827
<b>Total</b>	<b>(1 199)</b>	<b>(563)</b>	<b>(84 306)</b>	<b>(118 463)</b>	<b>1 498</b>	<b>(1 944)</b>	<b>311</b>	<b>1 858</b>

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans les coentreprises et les entreprises associées comptabilisée dans les états financiers consolidés :

Pour la période close le 31 mars 2021										
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger- Denonville	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2021	108 977	72 533	84 490	118 651	23 900	32 572	4 950	381	383	446 837
Augmentation de la participation	—	—	—	—	—	—	—	—	65	65
Quote-part (de la perte) du bénéfice	(1 199)	(4 912)	(84 306)	(118 463)	1 498	(1 944)	311	1 031	—	(207 984)
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	4 349	—	—	—	—	—	827	—	5 176
Écarts de change	(1 332)	—	(184)	(188)	—	—	—	—	6	(1 698)
Distributions reçues	—	(3 200)	—	—	(2 614)	—	—	(600)	—	(6 414)
<b>Solde au 31 mars 2021</b>	<b>106 446</b>	<b>68 770</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>22 784</b>	<b>30 628</b>	<b>5 261</b>	<b>1 639</b>	<b>454</b>	<b>235 982</b>

## 6. 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 12 – Informations à fournir à l'égard de la gestion des risques financiers et de la juste valeur pour obtenir plus de renseignements sur les principales données, hypothèses et estimations et les principaux jugements utilisés dans le calcul 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 2021	(37 113)	(168 002)	54 082	—	(151 033)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat <sup>2</sup>	1 123	4 389	(11 212)	(10 823)	(16 523)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	1 682	75 102	(763)	—	76 021
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	763	—	763
Écarts de change, montant net	—	1 217	(557)	10 823	11 483
<b>Au 31 mars 2021</b>	<b>(34 308)</b>	<b>(87 294)</b>	<b>42 313</b>	<b>—</b>	<b>(79 289)</b>

1. La réévaluation, en dollars canadiens, de prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère a donné lieu à une perte de 10 823 \$. Au moment de la consolidation, bien que les prêts intragroupe soient éliminés de l'état consolidé de la situation financière, les états de la situation financière des filiales étrangères, y compris le solde de leurs prêts à la Société, sont convertis en dollars canadiens, les écarts de conversion étant comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ce qui n'élimine donc pas le profit comptabilisé dans le résultat.

2. Se reporter à la note 6 b) pour obtenir un rapprochement de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat.

Présentés dans les états consolidés de la situation financière :

Aux	31 mars 2021	31 décembre 2020
Actifs courants	10 449	9 039
Actifs non courants	72 095	92 040
Passifs courants	(51 949)	(72 958)
Passifs non courants	(109 884)	(179 154)
	<b>(79 289)</b>	<b>(151 033)</b>

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

Présentés dans les comptes consolidés de résultat :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	16 523	10 250
Partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers		
Perte réalisée sur les swaps de taux d'intérêt	2 885	—
Perte réalisée (profit réalisé) sur les couvertures du prix de l'électricité	67 102	(2 199)
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	1 199	19 658
<b>Variation de la juste valeur des instruments financiers</b>	<b>87 709</b>	<b>27 709</b>



## 7. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(214 161)	(53 740)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 408)	(1 485)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(215 569)	(55 225)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	174 110 971	159 682 130
Perte nette par action, de base (\$)	(1,24)	(0,35)

Dilué	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(215 569)	(55 225)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué	174 110 971	159 682 130
Perte nette par action, diluée (\$)	(1,24)	(0,35)

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Instruments qui sont exclus des éléments dilutifs :		
Options sur actions	263	643
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	426	401
Débitures convertibles	13 604	13 777
	14 293	14 821

## 8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
<b>Coût</b>							
Au 1er janvier 2021	176 831	2 091 345	2 596 633	516 989	529 484	33 970	5 945 252
Ajouts <sup>1</sup>	—	194	1 028	—	104 236	1 260	106 718
Crédits d'impôt à l'investissement <sup>2</sup>	—	—	—	—	(4 473)	—	(4 473)
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	14 351	—	(14 351)	—	—
Cessions	—	—	(472)	—	—	(181)	(653)
Autres variations	199	8	(13 861)	(1 303)	—	1 256	(13 701)
Écarts de change, montant net	(3 039)	(116)	(50 117)	(5 212)	(7 732)	(172)	(66 388)
<b>Au 31 mars 2021</b>	<b>173 991</b>	<b>2 091 431</b>	<b>2 547 562</b>	<b>510 474</b>	<b>607 164</b>	<b>36 133</b>	<b>5 966 755</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1er janvier 2021	(10 482)	(348 109)	(445 896)	(69 382)	—	(18 258)	(892 127)
Amortissement <sup>3</sup>	(1 647)	(9 569)	(28 285)	(4 314)	—	(977)	(44 792)
Cessions	—	—	184	—	—	181	365
Écarts de change, montant net	236	92	7 442	275	—	38	8 083
<b>Au 31 mars 2021</b>	<b>(11 893)</b>	<b>(357 586)</b>	<b>(466 555)</b>	<b>(73 421)</b>	<b>—</b>	<b>(19 016)</b>	<b>(928 471)</b>
<b>Valeur comptable au 31 mars 2021</b>	<b>162 098</b>	<b>1 733 845</b>	<b>2 081 007</b>	<b>437 053</b>	<b>607 164</b>	<b>17 117</b>	<b>5 038 284</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 3 390 \$.
- La Société a accumulé 3 523 \$ US (4 473 \$) 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 d'Hillcrest. Au 31 mars 2021, le solde des montants recouvrables au titre des crédits d'impôt à l'investissement s'établissait à 87 055 \$ US (109 471 \$).
- Une tranche de 495 \$ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

## 9. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

Au 31 mars 2021, 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 :

- Au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020, le projet Mesgi'g Ugu's'n s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit. Le 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 mai 2021. 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, la tranche de 215 814 \$ (219 007 \$ en 2020) de l'emprunt qui serait autrement classée dans les prêts et emprunts à long terme a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020, le projet était en conformité avec les clauses financières.
- Les installations Montjean et Theil-Rabier ne respectaient pas leurs ratios de couverture de la dette cibles respectifs au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020, ce qui a déclenché un défaut de leur convention de crédit respective. Cette situation est imputable à des incidents impliquant deux pales, qui ont provoqué des interruptions d'activité des installations Montjean et Theil-Rabier pendant une longue période, suivies de plusieurs restrictions de production. En supposant que la situation ne soit pas résolue, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 11 675 € (17 232 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée dans la partie non courante de chaque dette a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.
- Au 31 mars 2021 et au 31 décembre 2020, les installations Mountain Air enfreignaient leurs conventions de crédit en raison du non-respect d'une exigence spécifique de la clause d'assurance. Une dérogation a été obtenue jusqu'au 30 juin 2021. Si la situation n'est pas résolue et si la dérogation n'est pas renouvelée, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 113 712 \$ US (142 993 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.
- Le parc solaire Phoebé a reçu de ses prêteurs un avis de défaut potentiel. Ce défaut potentiel est lié à certains montants impayés à la suite des événements de février 2021 au Texas, dont l'exactitude est contestée, et la Société cherche à obtenir un ajustement pour la partie liée à un événement de force majeure allégué. La Société considère qu'il n'y a pas de défaut dans ces circonstances et a réagi en conséquence. Bien que les discussions soient en cours, la tranche de 104 244 \$ US (131 087 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée dans la partie non courante a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.
- L'installation Fitzsimmons Creek ne respectait pas les exigences minimales en matière de fonds de roulement au 31 mars 2021, ce qui a déclenché un défaut de sa convention de crédit. En supposant que la situation ne soit pas résolue, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 18 178 \$ du prêt qui serait autrement classée dans la partie non courante a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.

### Remboursement des prêts d'Alterra

Le 11 janvier 2021, la Société a remboursé le solde des prêts à terme d'Alterra, qui comprenait une tranche libellée en dollars canadiens et une tranche libellée en dollars américains d'un montant de respectivement 90 839 \$ et 21 359 \$ US (26 725 \$) représentant le capital et les intérêts courus. Une perte de 1 125 \$ a été comptabilisée au poste « Autres produits, montant net ». De plus, le même jour, deux swaps de taux d'intérêt connexes ont été résiliés, ce qui a entraîné une sortie nette de trésorerie de 3 154 \$, dont une perte réalisée de 2 885 \$ sur la valeur finale des dérivés comptabilisée au poste « Variation de la juste valeur des instruments financiers », y compris les intérêts courus.

## 10. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

### Rémunération fondée sur des titres de capitaux propres

#### a) Régime d'options sur actions

##### **Attribuées**

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, 29 245 options ont été attribuées. Les options attribuées deviennent acquises en quatre tranches égales jusqu'au 1er mars 2025 et doivent être exercées avant le 1er mars 2028 à un prix d'exercice de 24,49 \$.

La juste valeur est déterminée à la date d'attribution et chaque tranche est comptabilisée selon un calendrier d'acquisition graduelle des droits sur la période au cours de laquelle les options sont acquises. La juste valeur est évaluée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes en tenant compte des modalités auxquelles ces options ont été attribuées.

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur des options attribuées aux bénéficiaires au cours de l'exercice.

	31 mars 2021
Taux d'intérêt sans risque	0,97 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,72 \$
Durée prévue des options	6
Volatilité attendue	26,03 %

La volatilité attendue est estimée en tenant compte de la volatilité historique moyenne du prix des actions.

Une charge de rémunération de 19 \$ a été comptabilisée au cours du premier trimestre de 2021 au titre du régime d'options sur actions.

#### b) Régime d'actions liées au rendement (régime d'« ALR ») et régime d'unité d'actions différées (régime d'« UAD »)

##### **Régime d'actions liées au rendement**

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, 281 313 droits d'actions liées au rendement ont été acquis.

Par ailleurs, 157 339 droits d'actions liées au rendement ont été attribués en mars 2021, lesquelles deviendront acquis le 31 décembre 2023.

##### **Régime d'unité d'actions différées**

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021, 21 611 unités ont été attribuées.

Une charge de rémunération de 336 \$ a été comptabilisée au cours du premier trimestre de 2021 au titre du régime d'ALR et du régime d'UAD.

## Dividendes

### a) Dividendes déclarés

Les taux de dividende applicables aux actions privilégiées de série A et de série B de la Société ont été rajustés au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021. Le taux de dividende des actions privilégiées de série A applicable à la période de cinq ans allant du 15 janvier 2021 au 15 janvier 2026, exclusivement, est de 3,244 % par année, ou 0,202750 \$ par action par trimestre. Le taux de dividende des actions de série B applicable à la période à taux variable trimestrielle allant du 15 janvier 2021 au 15 avril 2021, exclusivement, est de 2,91 % par année, ou 0,181875 \$ par action par trimestre. Au 31 mars 2021, aucune action privilégiée de série B n'était en circulation.

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars			
	2021		2020	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,180	31 445	0,180	31 339
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,202750	689	0,225500	766
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,359375	719	0,359375	719

#### **Dividendes déclarés non comptabilisés à la clôture de la période de présentation de l'information financière**

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 juillet 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
11 mai 2021	30 juin 2021	15 juillet 2021	0,180 \$	0,202750 \$	0,359375 \$

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

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Débiteurs	(1 992)	1 474
Charges payées d'avance et autres	(3 366)	(2 370)
Fournisseurs et autres créditeurs	24 148	(22 900)
	18 790	(23 796)

## b. Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(37 893)	(36 305)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(729)	(1 010)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(1 029)	(428)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(578)	—
<b>Total des charges financières</b>	<b>(40 229)</b>	<b>(37 743)</b>
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Variation des immobilisations corporelles impayées	28 466	(10 780)
Crédits d'impôt à l'investissement	4 473	—
Variation des actifs à long terme	14	—
Variation des coûts de développement de projets impayés	1 061	—
Réévaluation des autres passifs	(21 577)	(34 438)
Évaluation initiale des autres passifs	(370)	52 034
Actions ordinaires émises par suite de la conversion de débetures convertibles	2 306	—
Actions ordinaires émises par le biais de la rémunération fondée sur des titres de capitaux propres	3 174	1 695
Actions ordinaires émises par le biais du Régime de réinvestissement de dividendes	154	203

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
<b>Variations de la dette à long terme</b>		
Dette à long terme au début de la période	4 533 806	4 412 842
Augmentation de la dette à long terme	271 898	70 925
Remboursement de la dette à long terme	(187 880)	(567 358)
Attributs fiscaux	193	(6 351)
Crédits d'impôt sur la production	(11 389)	(10 931)
Autres charges financières hors trésorerie	11 536	9 469
Écarts de change, montant net	(42 988)	85 673
<b>Dette à long terme à la fin de la période</b>	<b>4 575 176</b>	<b>3 994 269</b>
<b>Variations des débetures convertibles</b>		
Débetures convertibles au début de la période	280 075	278 827
Débetures convertibles converties en actions ordinaires	(2 306)	—
Désactualisation des débetures convertibles	708	611
<b>Débetures convertibles à la fin de la période</b>	<b>278 477</b>	<b>279 438</b>

## 12. 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 futurs estimatifs. 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 futurs estimatifs, qui représente la différence entre la valeur du contrat à l'échéance et la valeur établie selon le taux de change que l'institution financière utiliserait si elle renégociait en date de l'état de la situation financière le même contrat. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie, compte tenu des ententes de compensation, le cas échéant.

#### Couvertures du prix de l'électricité

La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité et des couvertures de base est évaluée au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. 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 31 mars 2021, les prix de l'électricité à terme utilisés dans le calcul de la juste valeur étaient les suivants :

En ce qui a trait à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 13,57 \$ US à 79,29 \$ US le MWh entre le 1er avril 2021 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 4,99 \$ US à 67,03 \$ US le MWh entre le 1er avril 2021 et le 31 décembre 2030.

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 13,57 \$ US à 79,29 \$ US le MWh entre le 1er avril 2021 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 2,37 \$ 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) une combinaison des prix observables et des cours des courtiers hors cote obtenus jusqu'en février 2031; et 2) pour les quatre mois restant jusqu'en juin 2031, les prix extrapolés qui reposent sur le taux de croissance implicite des contrats à terme normalisés sur le prix NYMEX du gaz naturel.

**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. En outre, comme le volume nominal des couvertures du prix de l'électricité n'est pas déterminé contractuellement, le volume estimé est établi à partir de diverses hypothèses telles que la demande prévue et le volume d'électricité dont on prévoit l'attribution au terme d'enchères de marché.

**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 résiduelle 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 résiduelle de la période du contrat et 2) l'écart historique entre les prix du réseau ERCOT South et du point d'injection de Phoebe depuis avril 2020.

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 de résultat, à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers.

## Réforme des taux d'intérêt de référence

La Société détient des swaps de taux d'intérêt à des fins de gestion des risques qui sont désignés comme des relations de couverture de flux de trésorerie. Ces swaps de taux d'intérêt ont des parties variables qui sont indexées au LIBOR, au CDOR ou à l'EURIBOR.

### **Taux interbancaire offert à Londres (« LIBOR »)**

Le 5 mars 2021, la Financial Conduct Authority (Royaume-Uni) a annoncé que les taux LIBOR pour l'ensemble des devises seront abandonnés ou ne seront plus représentatifs après i) le 31 décembre 2021 pour les taux LIBOR en livres sterling, en euros, en francs suisses et en yens japonais et pour certaines durées du taux LIBOR en dollars américains et ii) le 30 juin 2023 pour les taux LIBOR en dollars américains d'une durée de 1 mois, de 3 mois, de 6 mois et de 12 mois. Les swaps et les relations de couverture de flux de trésorerie au taux LIBOR de la Société s'étendent au-delà de la date prévue d'abandon du LIBOR.

La Société a évalué dans quelle mesure ses relations de couverture de flux de trésorerie sont soumises à l'incertitude liée à la réforme des IBOR. Les éléments couverts et les instruments de couverture de la Société continuent d'être indexés au LIBOR. Les taux de référence sont cotés chaque jour et les flux de trésorerie au taux LIBOR sont échangés avec les contreparties de la manière habituelle.

Il existe une incertitude quant au moment et à la manière dont le remplacement pourrait se produire en ce qui concerne les éléments couverts et les instruments de couverture pertinents. Une telle incertitude pourrait avoir une incidence sur la relation de couverture, laquelle pourrait connaître une inefficacité attribuable aux attentes des intervenants du marché quant au moment où le passage du taux de référence IBOR existant à un taux d'intérêt de référence de rechange aura lieu. Cette transition pourrait se produire à des moments différents pour l'élément couvert et l'instrument de couverture, ce qui pourrait occasionner une inefficacité de la couverture. La Société a évalué ses instruments de couverture indexés au LIBOR en utilisant les cours du marché disponibles pour des instruments fondés sur le LIBOR de même nature et d'échéance similaire, et a évalué le cumul des variations de la valeur actualisée des flux de trésorerie couverts attribuable aux variations du LIBOR sur une base similaire. Le montant nominal de l'exposition de la Société au LIBOR désigné dans les relations de couverture s'établissait à 224 154 \$ US (281 874 \$) au 31 mars 2021.

### **Canadian Dollar Offered Rate (« CDOR »)**

Bien que le CDOR ne devrait pas être retiré immédiatement, la Banque du Canada s'attend à ce que sa pertinence diminue, comme celle d'autres indices de référence fondés sur le crédit, à mesure que les marchés mondiaux se tournent vers les taux sans risque. Alors que les durées de 1 mois, de 2 mois et de 3 mois ne devraient pas être touchées dans un avenir prévisible, le calcul et la publication du taux CDOR d'une durée de 6 mois et de 12 mois cesseront à compter du 17 mai 2021, ce qui n'a aucune incidence pour la Société.

### **Taux interbancaire offert en euros (« EURIBOR »)**

En 2019, l'EURIBOR a été autorisé par l'autorité compétente en vertu du règlement de l'Union européenne sur les indices de référence, qui permet aux intervenants du marché de continuer à utiliser l'EURIBOR pour les contrats existants et les nouveaux contrats. La Société s'attend à ce que l'EURIBOR subsiste à titre de taux de référence dans un avenir prévisible.



## Gestion des risques financiers

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

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

### a. Risque de marché

Le risque de marché est lié aux fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs d'un instrument financier en raison de variations des cours du marché. Le risque de marché comprend le risque de taux d'intérêt, le risque de change et le risque lié au prix de l'électricité.

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.

## 13. 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.

### Événements de février 2021 au Texas

En février 2021, les conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent et la défaillance du marché de l'électricité qui en a découlé ont paralysé l'État du Texas, aux États-Unis. Ces conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent ont poussé le gouvernement du Texas à déclarer l'état de catastrophe majeure et le gouvernement américain à déclarer l'état d'urgence. La tempête a perturbé la production, le transport et la distribution d'électricité, ce qui a eu une incidence considérable sur les prix. En raison de ces perturbations, les prix de gros de l'électricité de l'Electric Reliability Council of Texas (« ERCOT ») ont atteint le plafond de 9 000 \$ US par MWh et sont restés à ce niveau pendant une période prolongée. Les événements de février 2021 au Texas ont duré du 11 au 19 février 2021. L'effet combiné des interruptions de production, des conditions anormales de fixation des prix sur les marchés et des obligations contractuelles de générer une production quotidienne prédéterminée en vertu des couvertures du prix de l'électricité a eu une incidence défavorable nette sur les installations suivantes de la Société : le parc solaire Phoebe dans le comté de Winkler, le parc éolien Flat Top dans le comté de Mills et le parc éolien Shannon dans le comté de Clay.

#### Phoebe

En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe en février, laquelle a été rejetée par le destinataire. Des discussions sont en cours avec la contrepartie de la couverture du prix de l'électricité.

### Flat Top et Shannon

En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité de Flat Top et de Shannon en février, laquelle a été rejetée par le destinataire. Afin de conserver les droits de la Société et de ses partenaires relativement aux installations Flat Top et Shannon, des procédures judiciaires ont été engagées le 21 avril 2021. Le 6 mai 2021, le tribunal a entendu la demande d'injonction interlocutoire visant à interdire l'exercice de tout recours, y compris la saisie, contre les installations Flat Top et Shannon, à la suite d'un défaut de paiement allégué, lequel a été formellement contesté, et rendra sa décision d'ici le 20 mai 2021. Si le tribunal rejette la demande, la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité des deux installations pourra donc exercer l'un ou l'autre de ses recours, y compris la saisie. La Société et ses partenaires dans les projets Flat Top et Shannon évaluent et envisagent actuellement toutes les options raisonnables d'un point de vue commercial pour faire valoir les droits des projets en vertu des couvertures du prix de l'électricité.

Compte tenu de son interprétation des informations actuellement disponibles et compte tenu du fait que les projets sont sans recours pour la Société, les risques financiers de la Société sont limités à l'incidence hors trésorerie, le cas échéant, sur la charge d'impôt sur le résultat de la Société et la reprise potentielle des écarts de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global relativement à ces deux projets, car la valeur comptable de ses placements en capitaux propres dans Flat Top et Shannon était de néant au 31 mars 2021, à la suite de la comptabilisation par la Société de charges de dépréciation respectives de 53 758 \$ et de 58 851 \$ par l'entremise de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021.

### Droits d'utilisation de l'eau d'Harrison Hydro L.P.

Le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3 181 \$ relativement aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et Harrison Hydro L.P. et ses filiales ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board.

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3 181 \$ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. La Société a comptabilisé un montant à recevoir de 3 181 \$ au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant équivalant au montant à recevoir comptabilisé, représentant le capital de 3 181 \$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe d'Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. Les sociétés en commandite ont déposé leur réponse à la requête le 14 avril 2020. L'audience a eu lieu à Victoria au cours de la dernière semaine de septembre 2020. Une décision a été rendue le 9 février 2021 par la Cour suprême de la Colombie-Britannique, qui a conclu que la décision de l'Environmental Appeal Board était raisonnable et a donc rejeté la requête du contrôleur des droits d'utilisation de l'eau. En mars 2021, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a informé la Société qu'il fera appel de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique.

### 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 étaient de 0,0 MWh pour les installations de Jimmie Creek (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence), d'Upper Lillooet River, de Northwest Stave River et de Boulder Creek, de 2,0 MWh pour l'installation de Tretheway Creek et de 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 la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent à 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 15, Information sectorielle, pour obtenir plus d'information.

## 14. COVID-19

Pour lutter contre la propagation de la COVID-19, les autorités de toutes les régions où la Société mène ses 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 13, *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 la Société exerce ses 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, la situation financière, les liquidités ou les dépenses d'investissement 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 répercussions potentielles globales de la COVID-19 sur les activités de la Société sont inconnues, car la situation pourrait se poursuivre pendant une période prolongée, et dépendront 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.

## 15. 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, 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 d'Innergex 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. Les produits proportionnels, 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 les produits proportionnels, 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 31 mars 2021				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	26 570	116 013	47 068	189 651
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	4 339	49 818	504	54 661
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	17 423	—	17 423
Produits proportionnels sectoriels	30 909	183 254	47 572	261 735
BAIIA ajusté sectoriel	14 490	99 623	44 075	158 188
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	1 507	46 544	298	48 349
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	17 423	—	17 423
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	15 997	163 590	44 373	223 960
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	55 %	86 %	94 %	83 %

Au 31 mars 2021	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	168 364	24 425	13 474	206 263
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	14 351	—	14 351
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	194	1 028	—	1 222

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

Période de trois mois close le 31 mars 2020				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	27 957	95 805	8 354	132 116
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	4 791	8 742	583	14 116
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	18 139	—	18 139
Produits proportionnels sectoriels	32 748	122 686	8 937	164 371
BAIIA ajusté sectoriel	16 540	80 839	5 696	103 075
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	1 327	5 805	324	7 456
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	18 139	—	18 139
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	17 867	104 783	6 020	128 670
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	59 %	84 %	68 %	78 %

Au 31 mars 2020	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	237	194	52 420	52 851

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

Le tableau suivant présente un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS avec les mesures conformes aux IFRS les plus comparables :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
Produits	189 651	132 116
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	54 661	14 116
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	17 423	18 139
<b>Produits proportionnels</b>	<b>261 735</b>	<b>164 371</b>
Perte nette	(217 872)	(46 931)
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(41 283)	(813)
Charges financières	59 600	60 330
Amortissements	58 885	53 567
BAIIA	(140 670)	66 153
Autres produits, montant net	(11 904)	(23 497)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	207 984	20 054
Variation de la juste valeur des instruments financiers	87 709	27 709
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>143 119</b>	<b>90 419</b>
Charges non attribuées :		
Frais généraux et administratifs	9 280	9 017
Projets potentiels	5 789	3 639
<b>BAIIA ajusté sectoriel</b>	<b>158 188</b>	<b>103 075</b>
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	48 349	7 456
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	17 423	18 139
<b>BAIIA ajusté proportionnel sectoriel</b>	<b>223 960</b>	<b>128 670</b>
<b>Marge du BAIIA ajusté sectorielle</b>	<b>85,6 %</b>	<b>78,3 %</b>

## Secteurs géographiques

Au 31 mars 2021, 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 : 33 centrales hydroélectriques, huit parcs éoliens et un parc solaire au Canada, 16 parcs éoliens en France, une centrale hydroélectrique, neuf parcs éoliens et trois parcs solaires aux États-Unis ainsi que trois centrales hydroélectriques et deux parcs solaires au Chili. La Société exerce ses activités dans quatre principaux secteurs géographiques, lesquels sont détaillés ci-dessous :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2021	2020
<b>Produits</b>		
Canada	83 150	83 875
États-Unis	76 033	11 851
France	28 368	36 390
Chili	2 100	—
	<b>189 651</b>	<b>132 116</b>

Aux	31 mars 2021	31 décembre 2020
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 449 400	3 504 403
États-Unis	1 853 889	1 990 997
France	861 955	922 330
Chili	163 395	166 881
	<b>6 328 639</b>	<b>6 584 611</b>

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

## 16. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

### Lettre de crédit de Mesgi'g Ugju's'n

En 2019, le fournisseur de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes à Mesgi'g Ugju's'n, a demandé la protection de la Loi sur les faillites. Certaines des obligations de prestation en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes étaient couvertes, sous réserve des conditions préalables, par une lettre de crédit de 19 642 \$. La Société s'est prévaluée de la totalité de cette somme le 27 avril 2021. Le produit sera utilisé ultérieurement pour pallier les obligations de prestation non satisfaites en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

## 17. CHIFFRES COMPARATIFS

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

Par conséquent, certains postes ont été modifiés dans le tableau consolidé 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.	BB+
Actions privilégiées de série A	B+/P-4 (élevé)
Actions privilégiées de série C	B+/P-4 (élevé)

## Notes de crédit attribuées par Fitch

Innergex Renewable Energy Inc.	BBB-
Actions privilégiées de série A	BB
Actions privilégiées de série C	BB

## 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'acquiescer 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.

## Auditeur indépendant

KPMG S.R.L./S.E.N.C.R.L.

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