



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.

## DONNÉES CLÉS

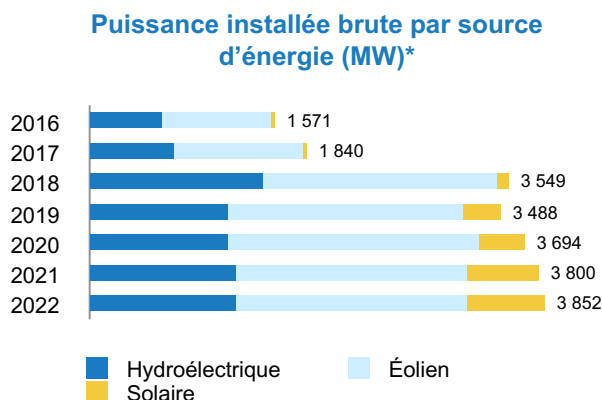
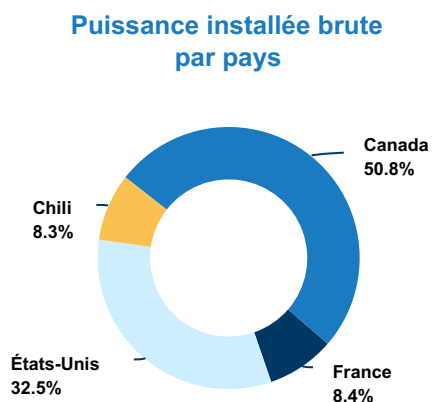
Innergex évalue son rendement à l'aide d'indicateurs de rendement clés. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur ses capacités de production et de génération de liquidités, sa capacité à verser des dividendes 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	BAlIA ajusté, marge du BAlIA ajusté et BAlIA 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 10 mai 2022, la Société comptait quatre secteurs géographiques et trois secteurs opérationnels.



\* Pour 2021, puissance installée brute pour les activités poursuivies, exclusion faite de l'installation Shannon, en raison du classement des actifs et des passifs de ce projet comme étant un groupe destiné à être cédé classé comme détenu en vue de la vente, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

## 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 ainsi que 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.

Innergex possède des participations dans 40 centrales hydroélectriques localisées sur 33 bassins versants, 32 parcs éoliens et 8 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.

## INFORMATION AU SUJET DE LA COVID-19

La Société continue de surveiller de près les répercussions de la COVID-19 et assure une gestion active de son intervention en accordant la priorité à la santé et à la sécurité de ses employés, de ses fournisseurs, de ses partenaires commerciaux et de la collectivité en général. Innergex souscrit à des plans d'intervention en matière de pandémie et suit les directives des agences gouvernementales de santé en ce qui concerne la conduite sécuritaire des activités. Dans la mesure du possible, et comme le permettent les directives locales, la Société favorise la vaccination de ses employés contre la COVID-19.

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.

BC Hydro, qui est la seule à avoir envoyé des avis de réduction, a envoyé en mai 2020 des avis de réduction à l'égard de six installations hydroélectriques, lesquels ont été contestés par la Société. En vertu des contrats d'achat d'électricité, BC Hydro peut exercer ce droit, mais elle est tenue d'indemniser Innergex pour l'électricité qui aurait été produite par les installations en l'absence de la réduction. 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 12,5 M\$ (14,2 M\$ sur la base des produits proportionnels). Le litige a été réglé au cours du premier trimestre 2022 à la satisfaction d'Innergex (le « paiement de BC Hydro au titre de la réduction ») (voir la section « Capital et liquidités » du rapport de gestion pour obtenir plus d'information).

Bien que nos activités soient considérées comme des services essentiels, les différentes décisions gouvernementales dans chaque région peuvent avoir une incidence sur la capacité des employés, des clients, des fournisseurs et des autres partenaires commerciaux d'Innergex à mener leurs activités normales, et cette situation 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 et de développement 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 et 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.

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. En plus des procédures d'exploitation normales conçues pour assurer la sécurité des activités, la Société a mis en œuvre des plans de prévention des maladies transmissibles dans chacun de ses sites afin de fournir des directives sur les mesures de santé et de sécurité à adopter dans le contexte de la pandémie de COVID-19. La Société communique régulièrement avec ses employés pour les informer de ses mesures de lutte contre la pandémie. Innergex estime que ses employés et ses fournisseurs peuvent accéder à ses installations en toute sécurité et en conformité avec les directives pertinentes.

## 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 10 mai 2022, la Société possède et exploite 80 installations en exploitation commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1986 et juillet 2021, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 9,6 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 13,9 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 surtout 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 10 mai 2022.

	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	3	—	70	—	40	—	—	—
Chili	4	2	170	112	166	85	—	—
Total partiel	40	3	1 259	120	919	89	—	—
<b>ÉOLIEN</b>								
Canada	8	—	908	—	714	—	—	—
France	16	2	324	38	226	32	—	—
États-Unis	8	1	714	332	662	332	—	—
Total partiel	32	3	1 946	370	1 602	364	—	—
<b>SOLAIRE</b>								
Canada	1	—	27	—	27	—	—	—
États-Unis	4	5	467	280	466	280	—	320 <sup>5</sup>
Chili	3	—	153	—	138	—	150 <sup>4</sup>	—
Total partiel	8	5	647	280	631	280	150	320
<b>STOCKAGE</b>								
France	—	1	—	—	—	—	—	9 <sup>6</sup>
Chili	—	2	—	—	—	—	—	425 <sup>7</sup>
Total partiel	—	3	—	—	—	—	—	434
<b>Total</b>	<b>80</b>	<b>14</b>	<b>3 852</b>	<b>770</b>	<b>3 152</b>	<b>733</b>	<b>150</b>	<b>754</b>

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

2. La puissance installée brute représente la puissance totale de toutes les installations en exploitation d'Innergex, y compris les filiales non entièrement détenues 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 (30 MW/120 MWh (4 heures)), Paeahu (15 MW/60 MWh (4 heures)), Kahana (20 MW/80 MWh (4 heures)) et Barbers Point (15 MW/60 MWh (4 heures)).

6. Projet de stockage par batteries autonome Tonnerre (9 MW/9 MWh (1 heure)).

7. Capacité de stockage par batteries du projet Salvador de 50 MW/250 MWh (5 heures) et capacité de stockage par batteries du projet San Andrés de 35 MW/175 MWh (5 heures).

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 2022. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 10 mai 2022, 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 2022.

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 2022, ainsi que les données comparables de 2021, 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 .....	7	4- Capital et liquidités .....	26
Premier trimestre 2022 - Performance d'exploitation .....	8	Structure du capital .....	26
Premier trimestre 2022 - Capital et ressources .....	9	Participation au partage fiscal .....	27
Premier trimestre 2022 - Initiatives de croissance et de développement .....	10	Situation financière .....	29
Événements postérieurs .....	10	Flux de trésorerie .....	33
2- Aperçu des activités .....	11	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution .....	34
Environnement commercial .....	11	Information sur le capital-actions .....	36
Installation en exploitation .....	12	Dividendes .....	37
Activités de construction .....	13	5- Mesures non conformes aux IFRS .....	38
Activités de développement .....	14	6- Renseignements complémentaires consolidés .....	43
Projets potentiels .....	16	Secteurs géographiques .....	43
3- Performance financière et résultats d'exploitation .....	17	Information financière trimestrielle historique .....	44
Secteur de la production hydroélectrique .....	18	Événements de février 2021 au Texas .....	45
Secteur de la production éolienne .....	19	7- Méthodes comptables et contrôles de communication de l'information .....	50
Secteur de la production solaire .....	21	Principales méthodes comptables .....	50
Marge consolidée .....	22	Contrôles et procédures de communication de l'information .....	50
Bénéfice net (perte nette) .....	23	Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société .....	51
Perte nette ajustée .....	23	8- Information prospective .....	52
Participations ne donnant pas le contrôle .....	25		

# 1- FAITS SAILLANTS

	Périodes de trois mois closes les 31 mars			
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>3</sup>	2021 Normalisé <sup>3</sup>
<b>RÉSULTATS D'EXPLOITATION</b>				
Production (MWh)	2 304 600	1 785 947	—	1 785 947
Produits	188 723	189 651	(54 967)	134 684
Charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels	58 197	46 532	—	46 532
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	130 526	143 119	(54 967)	88 152
Marge du BAIIA ajusté <sup>1</sup>	69,2 %	75,5 %	(10,0) %	65,5 %
(Perte nette) bénéfice net	(34 930)	(217 872)	64 219	(153 653)
Perte nette ajustée <sup>1</sup>	(2 336)	(27 540)	—	(27 540)
<b>PROPORTIONNEL</b>				
Production proportionnelle (MWh) <sup>1</sup>	2 358 027	2 049 621	—	2 049 621
Produits proportionnels <sup>1</sup>	216 116	261 735	(95 273)	166 462
BAIIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	154 911	208 891	(95 273)	113 618
Marge du BAIIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	71,7 %	79,8 %	(11,5) %	68,3 %
<b>ACTIONS ORDINAIRES</b>				
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	36 733	31 445	—	31 445
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	689	689	—	689
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719	—	719
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	196 690	174 111	—	174 111

	Périodes de douze mois closes les 31 mars			
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>3</sup>	2021 Normalisé <sup>3</sup>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>2</sup>	290 386	276 045	(16 801)	259 244
Flux de trésorerie disponibles <sup>1,2</sup>	129 448	73 762	15 789	89 551
Ratio de distribution <sup>1,2</sup>	106 %	170 %	(30) %	140 %
Ratio de distribution ajusté <sup>1,2</sup>	89 %	116 %	— %	116 %

SITUATION FINANCIÈRE	Aux	
	31 mars 2022	31 décembre 2021
Total de l'actif	7 353 348	7 396 068
Total du passif	5 818 939	6 035 388
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 274 534	1 093 112
Participations ne donnant pas le contrôle	259 875	267 568

- 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 plus d'information sur le calcul et une explication, se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution ».
- Pour la période close le 31 mars 2021, les résultats d'exploitation, 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. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

## 1 - FAITS SAILLANTS | Premier trimestre 2022 – Performance d'exploitation

Les **produits** ont augmenté de 40 % pour s'établir à 188,7 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 en comparaison de la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une hausse des produits principalement attribuable à l'acquisition de Curtis Palmer le 25 octobre 2021 et à l'acquisition, le 9 juillet 2021, de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima, dont les résultats sont maintenant inclus dans les produits consolidés d'Innergex. L'augmentation s'explique également par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction de même que par l'accroissement de la production des centrales de la Colombie-Britannique. L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **éolienne** est attribuable aux parcs éoliens du Québec, en raison surtout d'une hausse de la production, et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail le 26 juillet 2021. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des prix de vente moyens du parc éolien Foard City. La hausse des produits tirés du secteur de la production **solaire** est essentiellement attribuable à la mise en service du parc solaire Amazon Ohio – Hillcrest (« Hillcrest »), à l'acquisition de San Andrés conclue le 28 janvier 2022 et à l'apport du parc solaire Pampa Elvira à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021. Les produits proportionnels<sup>1</sup> ont augmenté pour s'établir à 216,1 M\$, en hausse de 30 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, les **charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels** ont augmenté de 25 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier pour se chiffrer à 58,2 M\$. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une hausse des charges en raison de l'augmentation des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique ainsi que de l'acquisition de Curtis Palmer et de l'acquisition de centrales au Chili en 2021. Dans le secteur de la production **éolienne**, ces charges sont demeurées stables. L'augmentation des charges du secteur de la production **solaire** s'explique par les charges d'exploitation plus élevées découlant de la mise en service du parc solaire Hillcrest et de l'acquisition de centrales au Chili en 2021 et en 2022.

En raison des facteurs susmentionnés, et compte tenu de la hausse des frais généraux et administratifs de la Société visant à soutenir ses activités, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> s'est établi à 130,5 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, en hausse de 48 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas. Le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a atteint 154,9 M\$, en hausse de 36 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas.

Innergex a comptabilisé une **perte nette** de 34,9 M\$ (perte de base et diluée de 0,18 \$ par action) pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, comparativement à une **perte nette** de 217,9 M\$ (perte par action, de base et diluée, de 1,24 \$) pour la période correspondante de 2021, ce qui s'explique essentiellement par les événements de février 2021 au Texas, qui ont entraîné une incidence défavorable nette de 64,2 M\$, par la comptabilisation de charges de dépréciation totalisant 112,6 M\$ et par une perte découlant de l'évaluation à la valeur de marché des installations en coentreprise Flat Top et Shannon en 2021. La diminution de la perte nette est également attribuable à une variation favorable de 71,5 M\$ de la partie réalisée des variations de la juste valeur des instruments financiers se rapportant surtout à l'incidence défavorable nette des événements de février 2021 au Texas ainsi qu'à une augmentation de 8,2 M\$ du montant net des autres produits, attribuable principalement aux crédits d'impôt sur la production et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre de 2021.

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par une diminution de 37,5 M\$ du recouvrement d'impôt, en raison essentiellement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas, par une variation défavorable de 24,3 M\$ de la juste valeur latente des instruments financiers ainsi que par une augmentation de 21,3 M\$ des amortissements et une augmentation de 6,8 M\$ des charges financières, attribuables principalement aux acquisitions de Energía Llaima et de Curtis Palmer et à la mise en service de Griffin Trail et Hillcrest en 2021.

---

<sup>1</sup> Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.



## 1- FAITS SAILLANTS | Premier trimestre 2022 – Capital et ressources

La diminution du total des actifs est en grande partie attribuable aux amortissements, à l'appréciation du dollar canadien et à une augmentation des courbes de taux d'intérêt, qui ont contribué à la baisse de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations incluse dans les immobilisations corporelles. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par une augmentation des immobilisations corporelles du fait de l'acquisition de San Andrés et du démarrage des activités de construction de Hale Kuawehi.

La diminution du total des passifs découle essentiellement de la baisse des prêts et emprunts à long terme, y compris leur partie courante, laquelle s'explique par un remboursement net de 112,1 M\$ de la facilité de crédit renouvelable en raison surtout de l'appel public à l'épargne de février 2022 et du placement privé, ce qui a été partiellement compensé par l'acquisition de San Andrés. La diminution s'explique également par l'appréciation du dollar canadien et l'augmentation des courbes de taux d'intérêt, qui ont contribué à la baisse de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations et de la juste valeur des instruments financiers dérivés.

L'augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires est principalement attribuable aux actions émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne en février 2022 et du placement privé concurrent d'Hydro-Québec, de même qu'au total du résultat global, ce qui a été contrebalancé en partie par les dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées.

La hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 s'explique essentiellement par l'apport des acquisitions, par la mise en service de Hillcrest et de Griffin Trail et par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction. Pour la période de douze mois close le 31 mars 2022, les flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> ont été avantagés par les éléments susmentionnés, mais partiellement compensés par une augmentation des remboursements de capital sur la dette attribuable à l'acquisition d'Energía Llaima et au commencement des remboursements de la dette au titre de l'emprunt lié au projet Upper Lilloet/Boulder Creek, ainsi que par une augmentation des flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, fait surtout de l'acquisition de Curtis Palmer et de l'incidence sur un exercice complet de l'acquisition de Mountain Air réalisée en 2020.

---

<sup>1</sup> Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

## 1- FAITS SAILLANTS | Premier trimestre 2022 – Initiatives de croissance

Le 28 janvier 2022, Innergex a réalisé l'acquisition du parc solaire San Andrés de 50,6 MW situé au Chili. Le parc, mis en service en 2014, est situé dans le désert d'Atacama, dans le nord du Chili. Le parc San Andrés a été acquis pour une contrepartie totale de 26,8 M\$ US (34,1 M\$). Ce parc devrait fournir une production moyenne à long terme brute d'environ 118,9 GWh par an.

Le 3 février 2022, Innergex a conclu une entente visant l'acquisition de la totalité des actions ordinaires d'Aela Generación S.A. et d'Aela Energía SpA (ensemble, « Aela »), un portefeuille de trois parcs éoliens en exploitation récemment construits d'une puissance de 332 MW situés au Chili, pour un prix d'achat de 685,5 M\$ US (870,6 M\$) (l'« acquisition d'Aela »), y compris la prise en charge d'une dette existante de 385,5 M\$ US (489,6 M\$), sous réserve des ajustements de clôture usuels. L'acquisition devrait être conclue au cours du deuxième trimestre de 2022.

Le 10 février 2022, Innergex a conclu des contrats de change à terme d'un montant nominal total de 100,0 M\$ US (124,9 M\$) afin de gérer son exposition aux fluctuations des taux de change liée au prix d'achat. De plus, afin de gérer son exposition au risque de hausse des taux d'intérêt relativement à une partie du refinancement prévu de l'acquisition d'Aela et des projets chiliens existants, Innergex a conclu des swaps différés de taux d'intérêt entre le 17 février et le 1er mars 2022, d'un montant nominal total de 331,2 M\$ US (413,9 M\$). En outre, afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt lié au prêt à terme d'Alterra, Innergex a conclu des swaps de taux d'intérêt d'un montant nominal total de 145,0 M\$ entre le 24 février et le 28 février 2022.

Le **projet de stockage par batterie Salvador**, d'une capacité de 50 MW/250 MWh (5 heures), et le **projet de stockage par batterie San Andrés**, d'une capacité de 35 MW/175 MWh (5 heures), sont passés à la phase de développement, et leur mise en service commerciale est prévue en 2023.

Les **projets potentiels** offriront plusieurs possibilités dans les années à venir, 11 projets d'une puissance installée totale de 508 MW étant actuellement à un stade avancé.

Au cours du trimestre, certains projets en cours de construction et de développement aux États-Unis ont été confrontés à des difficultés se rapportant principalement à des problèmes de la chaîne d'approvisionnement, ainsi qu'à la récente décision du ministère du Commerce des États-Unis d'entamer des enquêtes anticontournement sur l'importation de panneaux solaires en provenance de pays asiatiques, ce qui a eu des répercussions le calendrier de ces projets. En 2019, la Société a acquis des panneaux solaires d'une capacité de 125 MW afin que des projets solaires futurs d'une capacité d'environ 650 MW puissent être admissibles au programme de crédits d'impôt à l'investissement (« CII »), crédits qui pourraient être utilisés dans le cadre de certains projets de développement actuels et futurs. Se reporter aux rubriques « Activités de construction » et « Activités de développement » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

## 1- FAITS SAILLANTS | Événements postérieurs

Le 29 avril 2022, afin de profiter du contexte favorable des prix de l'énergie en France, Innergex a conclu trois contrats d'achat d'électricité pour ses parcs éoliens Antoigné, Porcien et Vallottes (les « nouveaux CAÉ »), qui entreront en vigueur le 1er août 2022, en même temps que la résiliation des contrats d'achat d'électricité en cours. De plus, les nouveaux CAÉ prorogent la période contractuelle des parcs jusqu'au 31 décembre 2025.

Le 10 mai 2022, la Société a modifié sa facilité de crédit à terme renouvelable existante, prolongeant l'échéance de 2023 à 2027 et portant la limite d'emprunt à 950,0 M\$.

Le 10 mai 2022, Innergex a annoncé qu'elle avait commandé à Mitsubishi Power deux systèmes de stockage d'énergie par batteries à grande échelle. Ces systèmes seront associés à l'énergie solaire et permettront de gérer les périodes de pointe en stockant l'énergie solaire excédentaire pendant le jour et en la distribuant pendant la nuit. Le parc solaire photovoltaïque Salvador de 68 MW d'Innergex ajoutera 50 MW/250 MWh (5 heures) de stockage d'énergie. Quant au parc solaire photovoltaïque San Andrés de 50,6 MW, il ajoutera 35 MW/175 MWh (5 heures) de stockage d'énergie.

## 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	539	14 %	1 257	33 %	1 219	32 %	825	21 %	3 840	35 %
ÉOLIEN	1 579	29 %	1 342	24 %	1 083	20 %	1 507	27 %	5 511	51 %
SOLAIRE	330	21 %	443	29 %	449	29 %	316	21 %	1 538	14 %
Total	2 448	22 %	3 042	28 %	2 751	26 %	2 648	24 %	10 889	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 10 mai 2022. 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 2022		Période de trois mois close le 31 mars 2021		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	129 667	104 %	142 140	114 %	(9)%
	Ontario	23 680	97 %	22 928	94 %	3 %
	Colombie-Britannique	171 175	80 %	143 613	67 %	19 %
	États-Unis <sup>3</sup>	99 932	99 %	4 379	55 %	2 182 %
	Chili <sup>4</sup>	50 469	66 %	—	— %	— %
	<b>Total partiel</b>	<b>474 923</b>	<b>88 %</b>	<b>313 060</b>	<b>85 %</b>	<b>52 %</b>
<b>ÉOLIEN</b>	Québec	704 246	102 %	638 178	92 %	10 %
	France	207 857	90 %	207 210	91 %	— %
	États-Unis	650 958	100 %	450 800	102 %	44 %
	<b>Total partiel</b>	<b>1 563 061</b>	<b>99 %</b>	<b>1 296 188</b>	<b>95 %</b>	<b>21 %</b>
<b>SOLAIRE</b>	Ontario	6 030	87 %	5 921	85 %	2 %
	États-Unis	183 401	82 %	122 296	80 %	50 %
	Chili <sup>4, 5</sup>	77 185	89 %	48 482	92 %	59 %
	<b>Total partiel</b>	<b>266 616</b>	<b>84 %</b>	<b>176 699</b>	<b>83 %</b>	<b>51 %</b>
	<b>PRODUCTION TOTALE<sup>1</sup></b>	<b>2 304 600</b>	<b>95 %</b>	<b>1 785 947</b>	<b>92 %</b>	<b>29 %</b>
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		53 427	111 %	263 674	92 %	(80)%
	<b>PRODUCTION PROPORTIONNELLE<sup>1, 2</sup></b>	<b>2 358 027</b>	<b>95 %</b>	<b>2 049 621</b>	<b>92 %</b>	<b>15 %</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 de la production et incluse dans la production proportionnelle.

2. Les résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021 ont été exclus en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente, jusqu'à leur vente le 28 décembre 2021 et le 4 mars 2022, respectivement.

3. L'acquisition de Curtis Palmer a été conclue le 25 octobre 2021.

4. L'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima a été conclue le 9 juillet 2021 et l'acquisition de Licán, le 3 août 2021.

5. L'acquisition de San Andrés a été conclue le 28 janvier 2022.

La **production** pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 s'est établie à 95 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par la diminution de la production des centrales de la Colombie-Britannique, par l'incidence défavorable de la réduction intermittente exigée par le réseau de distribution au Texas au parc solaire Phoebe, par des débits d'eau inférieurs à la moyenne au Chili et par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France et au parc éolien Foad City au Texas. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au parc éolien Griffin Trail au Texas et aux parcs éoliens du Québec. Si l'on ne tient pas compte de la réduction économique de Phoebe, la production du secteur de la production solaire des États-Unis aurait atteint 100 % de la PMLT. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 111 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 95 % 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	Participation (%)	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Date prévue de mise en service
Hale Kuawehi (Hawaii, É.-U.)	Solaire	100	30,0 <sup>2</sup>	87,4 <sup>3</sup>	25	— <sup>6</sup>
Innavik (QC, Canada)	Hydroélectrique	50	7,5	54,7	40	2023
Tonnerre (France)	Stockage	100	Note <sup>4</sup>	—	— <sup>5</sup>	2022

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. Projet solaire disposant d'une capacité de stockage par batteries de 30 MW/120 MWh (4 heures).
3. Le CAÉ représente un paiement de capacité forfaitaire fixe au titre de la disponibilité de l'énergie répartissable.
4. Capacité de stockage par batteries autonome de 9 MW/9 MWh (1 heure).
5. 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.
6. Le calendrier du projet est en cours de révision.

Le statut des projets suivants a été mis à jour :

### Hale Kuawehi :

- L'emprunt lié à la construction a été obtenu et le premier prélèvement a été effectué.
- Le 25 avril 2022, les activités de construction ont été interrompues temporairement en raison de l'effet combiné d'un avis de force majeure du fournisseur des batteries en lien avec les problèmes liés à la chaîne d'approvisionnement, et de la récente décision du ministère du Commerce des États-Unis d'entamer une enquête anticcontournement sur l'importation de panneaux solaires en provenance de pays asiatiques, ce qui pourrait donner lieu à des droits de douane rétroactifs sur les modules photovoltaïques en silicium.
- Le preneur du CAÉ a été informé de l'avis de force majeure et de la nécessité de modifier le CAÉ.
- Le calendrier du projet est en cours de révision.

### Innavik :

- Les travaux de bétonnage de la centrale sont terminés.
- La superstructure de la centrale est achevée à 95 % et l'enveloppe sera terminée au deuxième trimestre de 2022.
- Le permis lié à la ligne de transport a été obtenu et la construction devrait commencer au deuxième trimestre de 2022.
- La conversion des résidences de l'Office municipal d'habitation Kativik (« OMHK ») a commencé et progresse comme prévu. Les travaux ont été interrompus pendant l'hiver et reprendront au deuxième trimestre de 2022.
- Certains retards ont été constatés en raison notamment de la pandémie.
- La mise en service commerciale du projet est reportée au premier trimestre de 2023.

### Tonnerre :

- La mise en service et les essais sont en cours.
- La mise en service devrait être achevée au deuxième trimestre de 2022.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de développement

Innergex détient un portefeuille de projets en développement d'une puissance installée brute d'environ 732,2 MW. Le tableau ci-après présente leur statut à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Puissance installée brute (MW)	Durée du CAÉ (années)	Date prévue de mise en service
Frontera (Chili)	Hydroélectrique	109,0	— 1	— 6
Rucacura (Chili)	Hydroélectrique	3,0	— 1	2025
Lazenay (France)	Éolien	9,0	— 1	2023
Auxy Bois Régnier (France)	Éolien	29,4	20	2024
Boswell Springs (Wyoming, É.-U.)	Éolien	331,8	30 2	2024
Paeahu (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 3	25	— 6
Kahana (Hawaii, É.-U.)	Solaire	20,0 3	25	— 6
Barbers Point (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 3	25	— 6
Palomino (Ohio, É.-U.)	Solaire	200,0	15	2025
Projet de stockage par batteries Salvador (Chili)	Stockage	— 4	—	2023
Projet de stockage par batteries San Andrés (Chili)	Stockage	— 5	—	2023

- L'électricité sera vendue sur le marché libre ou par l'entremise de CAÉ qui n'ont pas encore été conclus.
- Le projet a été sélectionné parmi la courte liste finale de l'appel d'offres toutes énergies 2020 de PacifiCorp. Par conséquent, le projet négocie actuellement les modalités d'un CAÉ de 30 ans à prise obligatoire prévoyant la vente directement au point d'interconnexion avec PacifiCorp.
- Projets solaires disposant d'une capacité de stockage par batteries de 15 MW/60 MWh (4 heures) pour Paeahu, de 20 MW/80 MWh (4 heures) pour Kahana et de 15 MW/60 MWh (4 heures) pour Barbers Point.
- Capacité de stockage par batteries de 50 MW/250 MWh (5 heures).
- Capacité de stockage par batteries de 35 MW/175 MWh (5 heures).
- Le calendrier du projet est en cours de révision.

### Frontera :

- Le contrat de construction et les demandes de permis progressent lentement, en attente de décisions à l'égard des éléments financiers.
- Le calendrier du projet est en cours de révision.

### Rucacura :

- En raison des problèmes liés à la chaîne d'approvisionnement, la livraison des composants électromécaniques a été retardée. La mise en service commerciale est toujours prévue en 2025.

### Auxy Bois Régnier :

- Un CAÉ d'une durée de 20 ans avec EDF-OA a été obtenu le 23 février 2022.
- La demande d'interconnexion a été déposée.
- L'autorisation environnementale a été reçue, mais des procédures de recours ont été engagées contre celle-ci.

### Boswell Springs :

- Les négociations relatives au CAÉ sont en cours et devraient prendre fin au deuxième trimestre de 2022.
- L'approvisionnement en éoliennes a été assuré.
- Le processus de sélection de l'entrepreneur en IAC est en cours.
- Les demandes de permis sont presque terminées.

### Paeahu :

- Le projet a été retardé par une décision défavorable de la Circuit Court concernant le permis d'utilisation spéciale du comté en raison de l'opposition locale. Le projet a engagé une nouvelle procédure auprès de la commission d'aménagement du comté de Maui concernant le permis requis en avril 2022.
- Le CAÉ a été approuvé par la Public Utilities Commission (« PUC ») le 5 octobre 2020. Le 2 mars 2022, la Cour suprême d'Hawaii a rendu une décision favorable à l'égard du projet, confirmant l'approbation du CAÉ par la PUC.
- Dans le cadre du projet, il est prévu qu'il faudra recourir à la prolongation maximale de 148 jours autorisée par le CAÉ pour parvenir à la date prévue de mise en service.

- Le processus d'approbation des lignes de transport aériennes fait toujours l'objet d'une suspension temporaire; l'examen pourrait reprendre d'ici la fin du deuxième trimestre de 2022, puisque la Cour suprême d'Hawaii s'est prononcée en faveur du CAÉ.
- Le calendrier du projet est en cours de révision et une reconception partielle pourrait être nécessaire en raison d'un avis de force majeure du fournisseur des batteries en lien avec des problèmes liés à la chaîne d'approvisionnement et de la récente décision du ministère du Commerce des États-Unis d'entamer des enquêtes anticontournement sur l'importation de panneaux solaires en provenance de pays asiatiques, ce qui pourrait donner lieu à des droits de douane rétroactifs sur les modules photovoltaïques en silicium. Le preneur du CAÉ a été informé de l'avis de force majeure et des répercussions tarifaires, qui exigeront de modifier le CAÉ.

**Kahana :**

- Le CAÉ a été approuvé par la PUC d'Hawaii le 5 janvier 2022.
- Le processus d'approbation des lignes de transmission aériennes est en cours et devrait se terminer selon le calendrier prévu par la PUC.
- Les demandes de permis discrétionnaires ont été déposées à la fin du mois de mars 2022.
- Le calendrier du projet est en cours de révision en raison d'un avis de force majeure du fournisseur des batteries en lien avec des problèmes liés à la chaîne d'approvisionnement et de la récente décision du ministère du Commerce des États-Unis d'entamer des enquêtes anticontournement sur l'importation de panneaux solaires en provenance de pays asiatiques, ce qui pourrait donner lieu à des droits de douane rétroactifs sur les modules photovoltaïques en silicium. Le preneur du CAÉ a été informé de l'avis de force majeure et des répercussions tarifaires, qui exigeront de modifier le CAÉ.

**Barbers Point :**

- L'évaluation environnementale finale et le document « Finding of No Significant Impact » ont été publiés le 8 janvier 2022. Les demandes de permis discrétionnaires sont en cours de préparation.
- Le CAÉ a été approuvé par la PUC d'Hawaii le 24 mars 2022.
- Le calendrier du projet est en cours de révision en raison d'un avis de force majeure du fournisseur des batteries en lien avec des problèmes liés à la chaîne d'approvisionnement et de la récente décision du ministère du Commerce des États-Unis d'entamer des enquêtes anticontournement sur l'importation de panneaux solaires en provenance de pays asiatiques, ce qui pourrait donner lieu à des droits de douane rétroactifs sur les modules photovoltaïques en silicium. Le preneur du CAÉ a été informé que le projet ne pourrait être réalisé sans de nouvelles modifications au CAÉ.

**Palomino :**

- La demande de permis de l'État a été acceptée et les audiences commenceront au deuxième trimestre de 2022.
- L'examen des études d'interconnexion est passé à la phase finale.

**Projet de stockage d'énergie par batteries Salvador :**

- Le contrat pour l'approvisionnement en systèmes de stockage d'énergie par batteries a été conclu.
- La résolution de qualification environnementale a été approuvée le 13 avril 2022.

**Projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés :**

- Le contrat pour l'approvisionnement en systèmes de stockage d'énergie par batteries a été conclu.

## 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 (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 de leur statut de développement qui conduit à l'obtention d'un ordre de démarrage final pour la construction, combinée à un facteur de probabilité de réussite que le projet atteigne la mise en service commerciale. 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 de développement <b>FAIBLE</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>FAIBLE</b> ; ou un statut de développement <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 de développement <b>MOYEN</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>MOYEN</b> ; ou un statut de développement <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 de développement <b>ÉLEVÉ</b> combiné à un facteur de probabilité de réussite <b>ÉLEVÉ</b> ; ou un statut de développement <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	15	—	—	—	—	500	15
Solaire	280	5	—	—	—	—	280	5
Éolien	1 963	12	1 600	4	—	—	3 563	16
Total partiel	2 743	32	1 600	4	—	—	4 343	36
<b>ÉTATS-UNIS</b>								
Solaire	639	7	609	3	120	1	1 368	11
Éolien	—	—	400	1	—	—	400	1
Hydrogène vert <sup>2</sup>	5	1	—	—	—	—	5	1
Total partiel	644	8	1 009	4	120	1	1 773	13
<b>FRANCE</b>								
Solaire	—	—	—	—	85	1	85	1
Éolien	61	4	44	2	149	8	254	14
Total partiel	61	4	44	2	234	9	339	15
<b>CHILI</b>								
Hydroélectrique	29	2	—	—	154	1	183	3
Solaire	32	1	—	—	—	—	32	1
Éolien	9	1	—	—	—	—	9	1
Total partiel	70	4	—	—	154	1	224	5
<b>Total</b>	<b>3 518</b>	<b>48</b>	<b>2 653</b>	<b>10</b>	<b>508</b>	<b>11</b>	<b>6 679</b>	<b>69</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.

2. Dans ce tableau, l'électrolyseur a été affecté aux États-Unis jusqu'à ce que de nouveaux progrès soient réalisés. La production est estimée à 800 000 kg par année, ce qui correspond à environ 5 MW selon les hypothèses actuelles.

Depuis le quatrième trimestre de 2021, le projet de stockage par batteries Salvador au Chili, qui était au stade avancé, est passé au stade du développement. Au Canada, de nouveaux projets ont été ajoutés au stade intermédiaire pour répondre à l'appel d'offres futur annoncé par le gouvernement du Québec. D'autres modifications ont été apportées à la suite de la réévaluation annuelle de l'ensemble des projets potentiels.



### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 31 mars					Variation
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>3</sup>	2021 Normalisé <sup>3</sup>		
Produits	188 723	189 651	(54 967)	134 684	54 039	40 %
Charges d'exploitation	40 038	30 993	—	30 993	9 045	29 %
Frais généraux et administratifs	14 139	9 750	—	9 750	4 389	45 %
Charges liées aux projets potentiels	4 020	5 789	—	5 789	(1 769)	(31)%
<b>BAlIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>130 526</b>	<b>143 119</b>	<b>(54 967)</b>	<b>88 152</b>	<b>42 374</b>	<b>48 %</b>
Marge du BAlIA ajusté <sup>1</sup>	69,2 %	75,5 %	(10,0) %	65,5 %		
Charges financières	66 401	59 600	—	59 600	6 801	11 %
Autres produits, montant net	(20 129)	(11 904)	—	(11 904)	(8 225)	69 %
Amortissements	80 231	58 885	—	58 885	21 346	36 %
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées <sup>2</sup> :						
Quote-part de la perte (du bénéfice), avant les charges de dépréciation	2 208	95 375	(64 197)	31 178	(28 970)	(93)%
Quote-part des charges de dépréciation	—	112 609	—	112 609	(112 609)	(100)%
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 515	87 709	(72 060)	15 649	24 866	159 %
(Recouvrement) charge d'impôt	(3 770)	(41 283)	17 071	(24 212)	20 442	(84)%
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(34 930)</b>	<b>(217 872)</b>	<b>64 219</b>	<b>(153 653)</b>	<b>118 723</b>	<b>(77)%</b>
Perte nette attribuable aux :						
Propriétaires de la société mère	(34 402)	(214 161)	64 219	(149 942)	115 540	(77)%
Participations ne donnant pas le contrôle	(528)	(3 711)	—	(3 711)	3 183	(86)%
	(34 930)	(217 872)	64 219	(153 653)	118 723	(77)%
<b>Perte nette par action attribuable aux propriétaires, de base et diluée (\$)</b>	<b>(0,18)</b>	<b>(1,24)</b>	<b>0,37</b>	<b>(0,87)</b>		

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

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. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

### 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		
	2022	2021	Variation
Production (MWh)	474 923	313 060	52 %
PMLT (MWh)	538 432	369 682	46 %
Produits (en M\$)	65 911	26 570	148 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	19 281	12 080	60 %
BAlIA ajusté (en M\$) <sup>1</sup>	46 630	14 490	222 %
Marge du BAlIA ajusté <sup>1</sup>	70,7 %	54,5 %	
<b>PROPORTIONNEL<sup>1</sup></b>			
Production proportionnelle (MWh)	489 568	351 152	39 %
Produits proportionnels (en M\$)	69 142	30 909	124 %
BAlIA ajusté proportionnel (en M\$)	47 771	15 997	199 %
Marge du BAlIA ajusté proportionnel	69,1 %	51,8 %	

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 2022, l'augmentation de 148 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par l'acquisition de Curtis Palmer le 25 octobre 2021 et par l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021, dont les résultats sont maintenant inclus dans les produits consolidés d'Innnergex. L'augmentation est également attribuable au paiement de BC Hydro au titre de la réduction et à l'accroissement de la production des centrales de la Colombie-Britannique. L'augmentation de 60 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique par l'augmentation des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique à la suite des inondations qui ont eu lieu à la fin de 2021, par la hausse des charges découlant de l'acquisition de Curtis Palmer et par les centrales du Chili, à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima. Par conséquent, le BAlIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 222 % pour s'établir à 46,6 M\$. La hausse de la marge du BAlIA ajusté<sup>1</sup>, qui est passé de 54,5 % à 70,7 %, s'explique surtout par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, l'augmentation des produits proportionnels<sup>1</sup> a été partiellement compensée par les produits des centrales hydroélectriques des coentreprises et des entreprises associées, qui ont diminué par rapport à ceux de la même période l'an dernier, du fait de l'apport moins élevé des centrales au Chili, leurs résultats étant désormais inclus dans les résultats consolidés de la Société par suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima, contrebalancé en partie par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction lié à la centrale Jimmie Creek. L'incidence proportionnelle des coentreprises et des entreprises associées sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs a diminué principalement dans les centrales au Chili pour la raison évoquée précédemment. Par conséquent, le BAlIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a augmenté de 199 % pour s'établir à 47,8 M\$.

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars				
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>2</sup>	2021 Normalisé <sup>2</sup>	Variation
<b>Secteur de la production éolienne</b>					
Production (MWh)	1 563 061	1 296 188	—	1 296 188	21 %
PMLT (MWh)	1 578 983	1 364 691	—	1 364 691	16 %
Produits (en M\$)	105 897	116 013	(16 801)	99 212	7 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	16 421	16 390	—	16 390	— %
BAlIA ajusté (en M\$) <sup>1</sup>	89 476	99 623	(16 801)	82 822	8 %
Marge du BAlIA ajusté <sup>1</sup>	84,5 %	85,9 %	(2,4)%	83,5 %	
<b>PROPORTIONNEL<sup>1</sup></b>					
Production proportionnelle (MWh)	1 601 843	1 518 873	—	1 518 873	5 %
Produits proportionnels (en M\$)	130 059	183 254	(57 107)	126 147	3 %
BAlIA ajusté proportionnel (en M\$)	112 720	163 590	(57 107)	106 483	6 %
Marge du BAlIA ajusté proportionnel	86,7 %	89,3 %	(4,9)%	84,4 %	

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. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. 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 2022, les produits du secteur de la production éolienne ont augmenté de 7 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. L'augmentation est attribuable aux parcs éoliens du Québec, en raison surtout d'une hausse de la production, et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail le 26 juillet 2021. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des prix de vente moyens du parc éolien Foard City. Les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs sont demeurés stables du fait des charges d'exploitation plus élevées à la suite de la mise en service du parc éolien Griffin Trail, essentiellement contrebalancées par les charges variables moins élevées découlant de la baisse des produits du parc éolien Foard City. Par conséquent, le BAlIA ajusté<sup>1</sup> de 89,5 M\$ a augmenté de 8 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle le BAlIA ajusté<sup>1</sup> a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas. La marge du BAlIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté, passant de 83,5 % à 84,5 % sur une base normalisée, ce qui s'explique par la hausse des produits générés par les parcs éoliens du Québec.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, l'augmentation des produits proportionnels<sup>1</sup> a été partiellement compensée par les produits des parcs éoliens des coentreprises et des entreprises associées, qui ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. La diminution s'explique par l'exclusion des résultats des installations Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, à la suite des événements de février 2021 au Texas, jusqu'à leur cession effective le 28 décembre 2021 et le 4 mars 2022, respectivement. L'incidence proportionnelle des coentreprises et des entreprises associées sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs a diminué pour les mêmes raisons évoquées plus haut.

La hausse des crédits d'impôt sur la production (« CIP ») générés par les parcs éoliens au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2022 s'explique par les CIP obtenus du parc éolien Griffin Trail après sa mise en service le 26 juillet 2021. L'augmentation est partiellement contrebalancée par les CIP moins élevés obtenus des installations Flat Top et Shannon, dont les résultats étaient exclus depuis le 1er avril 2021, à la suite des événements de février 2021 au Texas, jusqu'à leur cession effective le 28 décembre 2021 et le 4 mars 2022, respectivement. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a augmenté de 6 % pour s'établir à 112,7 M\$.

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars				
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>2</sup>	2021 Normalisé <sup>2</sup>	Variation
<b>Secteur de la production solaire</b>					
Production (MWh)	266 616	176 699	—	176 699	51 %
PMLT (MWh)	316 715	212 520	—	212 520	49 %
Produits (en M\$)	16 915	47 068	(38 166)	8 902	90 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	5 605	2 993	—	2 993	87 %
BAIIA ajusté (en M\$) <sup>1</sup>	11 310	44 075	(38 166)	5 909	91 %
Marge du BAIIA ajusté <sup>1</sup>	66,9 %	93,6 %	(27,2) %	66,4 %	
<b>PROPORTIONNEL<sup>1</sup></b>					
Production proportionnelle (MWh)	266 616	179 596	—	179 596	48 %
Produits proportionnels (en M\$)	16 915	47 572	(38 166)	9 406	80 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	11 310	44 373	(38 166)	6 207	82 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	66,9 %	93,3 %	(27,3) %	66,0 %	

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. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. 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 2022, les produits du secteur de la production solaire ont augmenté de 90 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle les produits ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. L'augmentation s'explique principalement par la mise en service du parc Hillcrest, l'acquisition de San Andrés le 28 janvier 2022 et l'apport du parc solaire Pampa Elvira à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021. L'augmentation de 87 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable à la hausse des charges d'exploitation découlant de la mise en service du parc solaire Hillcrest et de l'acquisition des parcs solaires San Andrés et Pampa Elvira. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 91 % pour s'établir à 11,3 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle le BAIIA ajusté a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas. L'augmentation de la marge du BAIIA ajusté<sup>1</sup>, de 66,4 % à 66,9 % sur une base normalisée, s'explique surtout par l'acquisition de San Andrés, dont les marges sont plus élevées, compensée en partie par la mise en service du parc Hillcrest, dont les marges sont plus faibles.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Marge consolidée

Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur la performance d'exploitation d'Innergex. 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 2022, sur une base consolidée, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 48 %, passant de 88,2 M\$ à 130,5 M\$, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle le BAIIA ajusté a été normalisé pour exclure les événements de février 2021 au Texas. La hausse découle de l'augmentation du BAIIA ajusté sectoriel cumulatif<sup>1</sup>, comme il est expliqué dans les sections précédentes, et est partiellement compensée par la hausse des frais généraux et administratifs visant à soutenir les activités.

La marge du BAIIA ajusté<sup>1,2</sup>, sur une base normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a augmenté, passant de 65,5 % à 69,2 %. L'augmentation est principalement attribuable au paiement de BC Hydro au titre de la réduction.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, la marge du BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup>, sur une base normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a augmenté, passant de 68,3 % à 71,7 %. L'augmentation s'explique par la hausse de la marge du BAIIA ajusté<sup>1,2</sup>.

---

<sup>1</sup> Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

<sup>2</sup> La marge du BAIIA ajusté est une mesure du BAIIA ajusté en pourcentage des produits.

### 3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Bénéfice net (perte nette)

Perte nette de 34,9 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,18 \$ par action) pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, comparativement à une perte nette de 217,9 M\$ (perte de base et diluée de 1,24 \$ par action) pour la période correspondante de 2021.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire expliquée précédemment, la diminution de 182,9 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- une diminution de 205,8 M\$ de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, attribuable surtout :
  - à la comptabilisation de charges de dépréciation totalisant 112,6 M\$ par l'entremise de la quote-part de la perte de la Société des installations en coentreprise Flat Top et Shannon de la Société en 2021;
  - aux événements de février 2021 au Texas, qui ont entraîné une incidence défavorable nette de 64,2 M\$ sur les installations en coentreprise Flat Top et Shannon en 2021 (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information);
  - à la comptabilisation d'une perte de 26,9 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché par l'entremise de la quote-part de la perte des installations en coentreprise Flat Top et Shannon en 2021, comparativement à néant en 2022;
- une variation favorable de 71,5 M\$ de la partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à l'incidence défavorable nette des événements de février 2021 au Texas;
- une augmentation de 8,2 M\$ du montant net des autres produits, principalement attribuable aux crédits d'impôt sur la production et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre de 2021.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une diminution de 37,5 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 comptabilisées en 2021;
- une variation défavorable de 24,3 M\$ de la juste valeur latente des instruments financiers, surtout liée à l'augmentation des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, et une variation défavorable de 21,1 M\$ de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe par suite de son échéance en 2021, compensées en partie par une variation favorable des courbes des taux de change à terme et des courbes de taux d'intérêt comparativement à la période correspondante de 2021;
- une augmentation de 21,3 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima et de Curtis Palmer et à la mise en service de Griffin Trail et de Hillcrest en 2021;
- une augmentation de 6,8 M\$ des charges financières se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest, à l'acquisition d'Energía Llaima et à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro.

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

La perte nette ajustée<sup>1</sup> 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<sup>1</sup> 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<sup>1</sup> » 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 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, éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société comme les événements de février 2021 au Texas, charge (recouvrement) d'impôt liée à ces éléments, et quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées liée aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte.

Le tableau suivant présente un sommaire de la perte nette ajustée<sup>1</sup> (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 31 mars	
	2022	2021
Produits	188 723	134 684
Charges :		
Charges d'exploitation	40 038	30 993
Frais généraux et administratifs	14 139	9 750
Charges liées aux projets potentiels	4 020	5 789
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	130 526	88 152
Charges financières	66 401	59 600
Autres produits, montant net	(19 642)	(11 589)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	80 231	58 885
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	2 630	5 384
Profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité	(270)	(3 654)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	3 512	7 066
<b>Perte nette ajustée<sup>1</sup></b>	<b>(2 336)</b>	<b>(27 540)</b>

1. La perte nette ajustée et le BAlIA ajusté 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 » pour plus d'information.

Perte nette ajustée<sup>1</sup> de 2,3 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, comparativement à une perte nette ajustée<sup>1</sup> de 27,5 M\$ pour la période correspondante de 2021

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question plus haut, la diminution de 25,2 M\$ de la perte nette ajustée<sup>1</sup> s'explique principalement par :

- une augmentation de 8,1 M\$ des autres produits principalement attribuable aux CIP et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail comptabilisés essentiellement au cours de l'année de la mise en service.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 21,3 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima et de Curtis Palmer et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest en 2021;
- une augmentation de 6,8 M\$ des charges financières se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest et à l'acquisition d'Energía Llaima.



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

Attribution d'une perte de 0,5 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, comparativement à l'attribution d'une perte de 3,7 M\$ pour la période correspondante de 2021

La diminution de 3,2 M\$ de la perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 mars 2022 s'explique essentiellement par :

- le bénéfice attribué aux participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex HQI USA à la suite de l'acquisition de Curtis Palmer au quatrième trimestre de 2021;
- une variation favorable de la juste valeur latente des instruments financiers dérivés d'Innergex Europe;
- une hausse contractuelle du pourcentage des attributions aux participations ne donnant pas le contrôle de Mesgi'g Ugju's'n.

Ces facteurs ont été partiellement compensés par :

- une répartition plus élevée des pertes aux participations ne donnant pas le contrôle de Harrison Hydro, du fait surtout d'une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Structure du capital

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

	Au 31 mars 2022	Au 31 décembre 2021
<b>Capitaux propres<sup>1</sup></b>		
Actions ordinaires <sup>2</sup>	4 056 950	3 580 388
Actions privilégiées <sup>3</sup>	107 934	109 080
Participations ne donnant pas le contrôle	259 875	267 568
	<b>4 424 759</b>	<b>3 957 036</b>
<b>Prêts et emprunts à long terme<sup>1</sup></b>		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	286 624	398 758
Autres dettes de la Société	295 000	295 000
Dettes au niveau des projets	3 503 901	3 562 380
Financement par participation au partage fiscal	438 346	455 967
Débetures convertibles	280 842	280 258
Frais de financement différés	(67 509)	(67 928)
	<b>4 737 204</b>	<b>4 924 435</b>
	<b>9 161 963</b>	<b>8 881 471</b>

1. Les actions ordinaires et privilégiées sont présentées à leur juste valeur au 31 mars 2022 et au 31 décembre 2021, 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 au 31 mars 2022 et au 31 décembre 2021, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 19,88 \$ (18,60 \$ en 2021).

3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation au 31 mars 2022 et au 31 décembre 2021, multiplié par le cours des actions privilégiées de série A et de série C en vigueur à la clôture du marché, soit 17,01 \$ et 25,05 \$, respectivement (17,20 \$ et 25,30 \$, respectivement, en 2021).

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 juste valeur des actions ordinaires a principalement subi l'incidence de la variation favorable nette du cours des actions et des actions émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne de février 2022 et du placement privé concurrent d'Hydro-Québec (se reporter à la rubrique « Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information). La structure des actions privilégiées est demeurée stable par rapport au 31 décembre 2021. La juste valeur a donc subi l'incidence de la variation défavorable nette des cours des actions privilégiées. La diminution des participations ne donnant pas le contrôle s'explique principalement par une distribution attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle pendant le trimestre. La diminution des prêts et emprunts à long terme est surtout attribuable à la réduction de la participation au partage fiscal provenant des CIP et des attributs fiscaux attribués aux IPF, au remboursement d'une partie de la facilité de crédit renouvelable en raison surtout de l'appel public à l'épargne et du placement privé, et aux remboursements prévus de capital sur les emprunts liés aux projets, facteurs compensés en partie par l'acquisition de San Andrés, qui a été financée au moyen de la facilité de crédit renouvelable la Société.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 4,77 % au 31 mars 2022 (4,62 % au 31 décembre 2021).

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

Au 31 mars 2022, 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.

Le projet hydroélectrique Duquenco s'est trouvé en situation de défaut de la clause de changement de contrôle aux termes de sa convention de crédit à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima étant donné que les anciens investisseurs en capitaux propres chiliens ont cessé de détenir conjointement la participation directe de 50 % dans les actions de la Société. La tranche de 105,0 M\$ US (131,1 M\$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Le 25 avril 2022, une dérogation a été obtenue des prêteurs du projet.

## 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. Les IPF se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP ou CII produits et une partie de la trésorerie générée par les installations 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.

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. Au 31 mars 2022, les crédits s'élevaient à 27 \$ US/MWh généré et sont soumis à l'inflation annuelle de l'IPC. Les projets dont la construction<sup>1</sup> a débuté avant 2017 sont admissibles à la totalité des crédits, qui diminuent annuellement par tranches de 20 %, pour atteindre 60 % des crédits pour les projets dont la construction<sup>1</sup> a débuté entre le 1er janvier et le 31 décembre 2021. Il n'existe pas de CIP pour les projets dont la construction<sup>1</sup> commence à compter du 1er janvier 2022. Foard City et Griffin Trail étaient admissibles à l'intégralité des crédits.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF <sup>5</sup>	Placement des IPF (M\$)	Génération annuelle attendue des CIP <sup>3</sup> (M\$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel attendu <sup>4</sup> (M\$)	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)
Foard City <sup>1,2</sup>	2019	2029	372,7	44,0	4,6	99,00 %	5,00 %
Griffin Trail <sup>1,2</sup>	2021	2031	210,6	28,1	5,0	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 2022.
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 Foard City et Griffin Trail, Alterra, une filiale d'Innervex, 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 27 \$ US/MWh généré pour la période allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,2496. La génération des CIP variera en fonction de la production réelle. Les CIP sont soumis à l'inflation annuelle de l'IPC.
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 1,2496. 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. Représente le point de basculement prévu des IPF tel qu'estimé à la date du financement final des IPF. Le point de basculement réel peut différer en fonction des résultats d'exploitation respectifs des installations.

## 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<sup>1</sup> a commencé avant 2021 sont admissibles à des CII de 30 %. Les crédits diminueront ensuite à 26 % pour les projets dont la construction<sup>1</sup> a commencé en 2021 et en 2022, puis à 22 % en 2023 et à 10 % par la suite. Phoebe et Hillcrest étaient admissibles à des CII de 30 %.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF <sup>7</sup>	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	2026	244,3	67,00 %	10,62 % en sus de la distribution prioritaire
Hillcrest <sup>1,4,5,6,7</sup>	2021	2028	142,2	99,00 %	4,23 % en sus de la distribution prioritaire

1. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Phoebe, Alterra, une filiale d'Innervex, 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 à ces distributions fixes et définies sont distribués aux taux de 10,62 % à l'IPF, jusqu'à la date du point de basculement.
3. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à Phoebe est de 67,00 % jusqu'au 31 décembre 2024, puis reviendra à 99,00 % par la suite, 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 90,4 M\$ US (112,9 M\$) a été reçu lors de la mise en service du projet en novembre 2021.
5. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII d'Hillcrest à l'IPF est de 99,00 %. À compter du 1er janvier 2027, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'IPF sera de 5,00 %.
6. Les montants des distributions en trésorerie d'Hillcrest à l'IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat des IPF. 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. Représente le point de basculement prévu des IPF tel qu'estimé à la date du financement final des IPF. Le point de basculement réel peut différer en fonction des résultats d'exploitation respectifs des installations.

<sup>1</sup> Plus précisément, la réglementation stipule que pour que la construction soit réputée avoir commencé, un projet doit avoir soit investi 5 % du coût total, soit commencé des « travaux physiques de nature significative » et prouver que les travaux liés au projet se poursuivent afin d'être admissible aux crédits.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Situation financière

Aux	31 mars 2022	31 décembre 2021
<b>ACTIFS</b>		
<b>Actifs courants</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	201 537	166 266
Liquidités soumises à restrictions	51 092	61 659
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	1 183	1 200
Autres actifs courants	171 929	159 552
<b>Total des actifs courants</b>	<b>425 741</b>	<b>388 677</b>
<b>Actifs non courants</b>		
Immobilisations corporelles	5 458 219	5 513 392
Immobilisations incorporelles	998 122	1 043 994
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	130 555	133 398
Goodwill	59 772	60 858
Autres actifs non courants	280 939	255 749
<b>Total des actifs non courants</b>	<b>6 927 607</b>	<b>7 007 391</b>
<b>Total des actifs</b>	<b>7 353 348</b>	<b>7 396 068</b>
<b>PASSIFS</b>		
<b>Passifs courants</b>		
	718 242	733 527
<b>Passifs non courants</b>		
Prêts et emprunts à long terme	4 245 500	4 411 239
Autres passifs non courants	855 197	890 622
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>5 100 697</b>	<b>5 301 861</b>
<b>Total des passifs</b>	<b>5 818 939</b>	<b>6 035 388</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 274 534	1 093 112
Participations ne donnant pas le contrôle	259 875	267 568
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>1 534 409</b>	<b>1 360 680</b>
	<b>7 353 348</b>	<b>7 396 068</b>

## Éléments du fonds de roulement

Au 31 mars 2022, le fonds de roulement<sup>1</sup> était négatif de 292,5 M\$, comparativement à un fonds de roulement négatif de 344,9 M\$ en 2021, ce qui s'explique surtout par ce qui suit :

- Les actifs courants s'élevaient à 425,7 M\$ au 31 mars 2022, en hausse de 37,1 M\$ comparativement au 31 décembre 2021, en raison essentiellement d'une augmentation de 35,3 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'information).
- Les passifs courants s'élevaient à 718,2 M\$ au 31 mars 2022, en baisse de 15,3 M\$ comparativement au 31 décembre 2021, en raison essentiellement d'une baisse de 21,9 M\$ de la partie courante des prêts et emprunts à long terme, qui a principalement trait à la correction des cas de défaut aux termes des emprunts liés aux projets Phoebe, Beaumont et Vallottes, contrebalancée en partie par le classement du prêt à terme subordonné non garanti dans la partie courante, compte tenu de son échéance à venir le 6 février 2023.
- 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<sup>1</sup> est suffisant pour combler ses besoins, compte tenu du fait qu'un montant total de 131,1 M\$, qui serait autrement classé à long terme, a été reclassé dans 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 2022, sur les 700,0 M\$ à sa disposition sur la facilité de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 286,6 M\$ à titre d'avances de fonds, et un montant de 51,9 M\$ avait été affecté à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 361,5 M\$.

## Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 6 927,6 M\$ au 31 mars 2022, en baisse de 79,8 M\$ comparativement au 31 décembre 2021. La diminution est principalement attribuable aux amortissements de 80,2 M\$, à l'appréciation du dollar canadien et à une augmentation des courbes de taux d'intérêt, qui a contribué à la baisse de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations incluse dans les immobilisations corporelles.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par une augmentation de 38,7 M\$ des immobilisations corporelles du fait de l'acquisition de San Andrés. Les activités de construction ont également contribué à une hausse des immobilisations corporelles totalisant 37,9 M\$, déduction faite des CII recouvrables déduits des coûts de construction de Hale Kuawehi. Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable sur les 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 5 100,7 M\$ au 31 mars 2022, en baisse de 201,2 M\$ comparativement au 31 décembre 2021. La diminution est essentiellement attribuable à une baisse de 165,7 M\$ de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme, laquelle s'explique par un remboursement net de 112,1 M\$ de la facilité de crédit renouvelable en raison surtout de l'appel public à l'épargne de février 2022 et du placement privé, ce qui a été partiellement compensé par l'acquisition de San Andrés. Le reclassement du prêt à terme subordonné non garanti dans la partie courante, compte tenu de son échéance à venir le 6 février 2023, et les remboursements prévus de capital, ont également contribué à la diminution de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme. La diminution s'explique également par une appréciation du dollar canadien et une augmentation des courbes de taux d'intérêt, qui a contribué à la baisse de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations et de la juste valeur des instruments financiers dérivés (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par le classement de l'emprunt lié à un projet dans la partie non courante à la suite de la correction des cas de défaut des conventions de crédit de Phoebe, de Beaumont et de Vallottes (se reporter à la rubrique « Structure du capital » du présent rapport de gestion pour plus d'information).

---

<sup>1</sup> Le fonds de roulement représente l'excédent ou l'insuffisance des actifs courants sur les passifs courants.

## Capitaux propres

Au 31 mars 2022, les capitaux propres ont augmenté de 173,7 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2021, principalement en raison des actions émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne en février 2022 et du placement privé concurrent d'Hydro-Québec (se reporter à la rubrique « Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information), et du total du résultat global de 19,8 M\$, facteurs contrebalancés en partie par les dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées de 38,1 M\$ et les distributions de 6,2 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle.

## 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 actif net de 6,2 M\$ au 31 mars 2022, contre un passif net de 59,4 M\$ au 31 décembre 2021. La variation favorable de la juste valeur latente est principalement attribuable aux dérivés de couverture du taux d'intérêt, qui ont été avantageés par une augmentation des courbes de taux d'intérêt, et aux contrats de change à terme, qui ont été avantageés par une diminution généralisée de la courbe des taux à terme entre l'euro et le dollar canadien. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la variation défavorable de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, en raison de l'augmentation des courbes de prix du marché.

## Éventualités

### **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 a cité 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'était soi-disant pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Les avis à Innergex faisaient suite aux déclarations publiques de BC Hydro concernant les mesures qu'elle prenait 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 a contesté que la pandémie et les mesures gouvernementales connexes empêchaient de quelque façon que ce soit BC Hydro de respecter ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettaient 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, cherchant 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'élevaient à 12,5 M\$ (14,2 M\$ sur la base des produits proportionnels<sup>2</sup>). Le litige a été réglé au cours du premier trimestre 2022 à la satisfaction d'Innergex.

<sup>2</sup> Les produits proportionnels ne sont pas une mesure reconnue par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

### **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. 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. Le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a ensuite fait appel de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique, appel qui a été rejeté à l'unanimité par la Cour d'appel de la Colombie-Britannique le 7 janvier 2022. La Société a comptabilisé le montant de 3,2 M\$ dans les comptes consolidés de résultat au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Un montant total de 3,4 M\$, y compris les intérêts, a été reçu par la Société au premier trimestre de 2022.

### **Arrangements hors bilan**

Au 31 mars 2022, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 213,7 M\$, y compris un montant de 51,9 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 80,6 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 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 une garantie en faveur du projet, qui ne devient exigible que dans le cas peu probable où les investisseurs participant au partage fiscal décident de se prévaloir des indemnités prévues par la garantie.



## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie

	Périodes de trois mois closes les 31 mars			
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>1</sup>	2021 Normalisé <sup>1</sup>
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	84 858	59 970	(16 801)	43 169
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	3 918	45 185	—	45 185
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(50 270)	(81 884)	—	(81 884)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(3 235)	(3 346)	—	(3 346)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	35 271	19 925	(16 801)	3 124
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	166 266	161 465	—	161 465
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>	<b>201 537</b>	<b>181 390</b>	<b>(16 801)</b>	<b>164 589</b>

1. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

### Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 84,9 M\$, contre 60,0 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation s'explique principalement par l'apport des acquisitions d'Energía Llaima, de Licán, de Curtis Palmer et de San Andrés, par la mise en service de Hillcrest et de Griffin Trail ainsi que par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction. Ces éléments ont été neutralisés en partie par les événements de février 2021 au Texas, qui ont contribué à hauteur de 16,8 M\$ à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période comparative, étant donné que le montant net de 33,9 M\$ à payer par le parc solaire Phoebe relativement aux événements de février 2021 au Texas est demeuré impayé jusqu'au 19 juillet 2021.

### Entrées de trésorerie liées aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 3,9 M\$, par rapport à 45,2 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est principalement attribuable au remboursement net de 147,4 M\$ des prêts et emprunts à long terme en 2022, lequel s'explique par le remboursement de la facilité de crédit renouvelable à la suite de l'appel public à l'épargne et du placement privé, ce qui a été partiellement compensé par l'acquisition de San Andrés et les ajouts aux immobilisations corporelles. Ces chiffres se comparent aux prélèvements nets de 84,0 M\$ en 2021, qui avaient surtout trait à la construction du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest. La diminution a été partiellement contrebalancée par l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'appel public à l'épargne et du placement privé d'Hydro-Québec en février 2022, pour un montant total de 202,2 M\$.

### Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2022, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 50,3 M\$, par rapport à 81,9 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution s'explique principalement par une baisse des ajouts aux immobilisations corporelles, compensée en partie par la contrepartie versée pour l'acquisition de San Andrés en 2022.

## 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			
	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) <sup>4</sup>	2021 Normalisé <sup>4</sup>
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>5</sup>	290 386	276 045	(16 801)	259 244
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>				
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	47 411	(34 821)	33 894	(927)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(7 719)	(3 531)	—	(3 531)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(163 323)	(151 609)	—	(151 609)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup>	(34 297)	(15 701)	—	(15 701)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 632)	(5 865)	—	(5 865)
<i>Ajouter (déduire) les éléments spécifiques suivants<sup>3</sup> :</i>				
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles (Profit réalisé) perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	—	3 568	—	3 568
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées (Profit réalisé) perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(377)	2 885	—	2 885
	6 744	1 664	—	1 664
	(3 745)	1 127	(1 304)	(177)
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>4</sup></b>	<b>129 448</b>	<b>73 762</b>	<b>15 789</b>	<b>89 551</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	137 517	125 649	—	125 649
<b>Ratio de distribution<sup>4</sup></b>	<b>106 %</b>	<b>170 %</b>	<b>(30)%</b>	<b>140 %</b>
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>				
Charges liées aux projets potentiels	25 598			18 858
<b>Flux de trésorerie disponibles ajustés</b>	<b>155 046</b>			<b>108 409</b>
<b>Ratio de distribution ajusté</b>	<b>89 %</b>			<b>116 %</b>

- 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 ».
- 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.
- Ces éléments sont exclus des calculs des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution, car ils sont jugés non représentatifs de la capacité de la Société à générer des liquidités à long terme, et comprennent des éléments tels que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée (échéance atteinte le 31 décembre 2021), 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, les pertes ou profits réalisés sur le refinancement de certains emprunts ou sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur certains emprunts ou le taux de change sur les achats d'équipement, et les paiements d'impôt liés aux stratégies fiscales visant à améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.
- 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. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.
- Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de douze mois close le 31 mars 2022 comprennent le paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçu au cours du premier trimestre 2022.

## Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2022, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> de 129,4 M\$, comparativement à 73,8 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent (flux de trésorerie disponibles normalisés<sup>1, 2</sup> de 89,6 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).

Les flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> ont augmenté de 39,9 M\$ par rapport aux flux de trésorerie disponibles normalisés<sup>1, 2</sup> au cours de la période comparative, en raison principalement :

- de 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 acquisitions d'Energía Llaima, de Licán, de Curtis Palmer et de San Andrés, de la mise en service de Hillcrest et de Griffin Trail et de l'incidence sur un exercice complet des acquisitions de Mountain Air et de Salvador réalisées en 2020;
- de l'augmentation des produits attribuable au paiement de BC Hydro au titre de la réduction.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- la hausse des remboursements de capital sur la dette découlant de l'acquisition d'Energía Llaima au troisième trimestre de 2021 et du commencement du remboursement de capital sur la dette au titre de l'emprunt lié au projet Upper Lillooet/Boulder Creek;
- l'augmentation des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, du fait surtout de l'acquisition de Curtis Palmer et de l'incidence sur un exercice complet de l'acquisition de Mountain Air réalisée en 2020;
- une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation du parc solaire Phoebe, en raison surtout d'un écart défavorable entre les ventes au point d'injection de Phoebe et les achats au réseau ERCOT South.

## Ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2022, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 106 % des flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup>, comparativement à 170 % pour la même période de l'an dernier. Compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas (veuillez vous 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<sup>1, 2</sup>.

---

<sup>1</sup> Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas une mesure conforme 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.

<sup>2</sup> Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

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

### Titres de participation de la Société

	Aux		
	9 mai 2022	31 mars 2022	31 décembre 2021
Nombre d'actions ordinaires	204 103 658	204 071 907	192 493 999
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	148 023	148 023	148 023
Nombre de débetures convertibles à 4,65 %	142 056	142 056	142 056
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	316 922	316 922	265 570

À la clôture des marchés le 9 mai 2022 et depuis le 31 mars 2022, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à l'émission de 31 751 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 31 mars 2022, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 mars 2021 était attribuable à ce qui suit :

- l'émission de 9 718 650 actions ordinaires dans le cadre de l'appel public à l'épargne conclu le 22 février 2022. Parallèlement à la clôture de l'appel public à l'épargne, la Société a émis 2 100 000 actions ordinaires pour faire en sorte qu'Hydro-Québec maintienne sa participation;
- l'émission de 12 939 actions ordinaires en vertu du RRD.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- les 253 681 actions ordinaires achetées et annulées par la Société en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités renouvelée le 24 mai 2021 (la « nouvelle offre »), à un prix moyen de 18,08 \$ par action, pour une contrepartie en trésorerie totale de 10,2 M\$.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | 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	
	2022	2021
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	36 733	31 445
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,180
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	689	689
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (\$/action)	0,202750	0,202750
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 aux émissions d'actions ordinaires par suite des acquisitions, des appels publics à l'épargne et des placements privés d'Hydro-Québec, et à l'émission d'actions ordinaires en vertu du RRD, ces facteurs ayant été contrebalancés en partie par les actions ordinaires rachetées et annulées aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 juillet 2022 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par action privilégiée de série A	Dividende par action privilégiée de série C
10 mai 2022	30 juin 2022	15 juillet 2022	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. Les produits proportionnels, le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté proportionnel, 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.

### **Produits proportionnels, BAIIA ajusté, et marge et mesures proportionnelles correspondantes**

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, les charges de dépréciation, 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. 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 investisseurs utilisent le BAIIA ajusté pour évaluer la performance d'exploitation et les activités génératrices de trésorerie, et pour établir des prévisions et des évaluations financières. Les investisseurs utilisent les produits proportionnels et le BAIIA ajusté proportionnel pour évaluer l'apport des coentreprises et des entreprises associées à la performance d'exploitation et aux activités génératrices de trésorerie de la Société, ainsi que leur apport aux fins des prévisions et des évaluations financières. De plus, les produits proportionnels et le BAIIA ajusté proportionnel aident les investisseurs à apprécier l'importance relative des CIP générés par les activités et à évaluer leur apport à la performance d'exploitation de la Société, car les CIP constituent une partie importante des caractéristiques économiques de certains projets éoliens aux États-Unis. Les investisseurs utilisent la marge du BAIIA ajusté et la marge du BAIIA ajusté proportionnel pour comprendre l'importance relative de certains territoires, qui sont exposés à divers milieux concurrentiels et conditions de tarification de l'énergie, dans la performance d'exploitation de la Société et de ses secteurs isolables. Les lecteurs sont avisés que 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, 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 ».

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 :

	Période de trois mois close le 31 mars 2022				Période de trois mois close le 31 mars 2021			
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel
Produits	188 723	8 346	19 047	216 116	189 651	54 661	17 423	261 735
Perte nette	(34 930)	—	—	(34 930)	(217 872)	—	—	(217 872)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(3 770)	—	—	(3 770)	(41 283)	773	—	(40 510)
Charges financières	66 401	4 424	—	70 825	59 600	9 095	—	68 695
Amortissements	80 231	4 195	—	84 426	58 885	8 955	—	67 840
Dépréciation d'actifs non courants	—	—	—	—	—	112 609	—	112 609
BAIIA	107 932	8 619	—	116 551	(140 670)	131 432	—	(9 238)
Autres produits, montant net, avant les CIP	(1 082)	(175)	—	(1 257)	(515)	1 601	—	1 086
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	(19 047)	—	19 047	—	(11 389)	(6 034)	17 423	—
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	2 208	(2 208)	—	—	207 984	(207 984)	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 515	(898)	—	39 617	87 709	129 334	—	217 043
BAIIA ajusté	130 526	5 338	19 047	154 911	143 119	48 349	17 423	208 891
<b>Marge du BAIIA ajusté</b>	<b>69,2 %</b>	<b>64,0 %</b>		<b>71,7 %</b>	<b>75,5 %</b>	<b>88,5 %</b>		<b>79,8 %</b>

### 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 dérivés, partie réalisée 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, éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société 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 sur le résultat 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 d'autres éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société, 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 investisseurs utilisent la perte nette ajustée pour évaluer et comparer la rentabilité d'Innergex avant l'incidence de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés et d'autres éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie 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 :

	Périodes de trois mois closes les	
	2022	2021
Perte nette	(34 930)	(217 872)
<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	(660)	20 437
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	40 785	16 523
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	—	2 885
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	—	1 199
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(487)	(315)
Recouvrement d'impôt lié aux éléments ci-dessus	(7 044)	(42 992)
<b>Perte nette ajustée</b>	<b>(2 336)</b>	<b>(27 540)</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					
	2022			2021		
	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS
Produits	188 723	—	188 723	189 651	(54 967)	134 684
Charges d'exploitation	40 038	—	40 038	30 993	—	30 993
Frais généraux et administratifs	14 139	—	14 139	9 750	—	9 750
Charges liées aux projets potentiels	4 020	—	4 020	5 789	—	5 789
BAlIA ajusté	130 526	—	130 526	143 119	(54 967)	88 152
Charges financières	66 401	—	66 401	59 600	—	59 600
Autres produits, montant net	(20 129)	487	(19 642)	(11 904)	315	(11 589)
Amortissements	80 231	—	80 231	58 885	—	58 885
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées	2 208	422	2 630	207 984	(202 600)	5 384
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 515	(40 785)	(270)	87 709	(91 363)	(3 654)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(3 770)	7 282	3 512	(41 283)	48 349	7 066
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(34 930)</b>	<b>32 594</b>	<b>(2 336)</b>	<b>(217 872)</b>	<b>190 332</b>	<b>(27 540)</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 telles que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée, 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, les pertes ou profits réalisés sur le refinancement de certains emprunts ou sur les instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur certains emprunts ou le taux de change sur les achats d'équipement, et les paiements d'impôt liés aux stratégies fiscales visant à améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

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 à partir de ses activités génératrices de trésorerie, dans le cours normal des activités. 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 flux de trésorerie disponibles sont utilisés par les investisseurs dans cette optique. 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 obtenir un 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 investisseurs utilisent les flux de trésorerie disponibles ajustés pour évaluer les capacités de génération de liquidités de la Société et sa capacité à maintenir les niveaux de dividende actuels, compte non tenu de l'incidence de la décision de la Société d'investir tous les ans dans sa croissance en développant ses 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. Le ratio de distribution est utilisé par les investisseurs dans cette optique.

Les références au « ratio de distribution ajusté » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles ajustés. Les investisseurs utilisent le ratio de distribution ajusté pour évaluer la capacité de la Société à maintenir les niveaux de dividende actuels, compte non tenu de l'incidence de la décision de la Société d'investir tous les ans dans sa croissance en développant ses projets potentiels.

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

	Aux	
	31 mars 2022	31 décembre 2021
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 328 145	3 390 029
États-Unis	2 258 391	2 301 353
France	753 440	801 752
Chili	463 191	423 856
	<b>6 803 167</b>	<b>6 916 990</b>

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

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

	Périodes de trois mois closes les	
	2022	2021
<b>Produits</b>		
Canada	105 007	83 150
États-Unis	43 313	76 033
France	27 396	28 368
Chili	13 007	2 100
	<b>188 723</b>	<b>189 651</b>

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	31 mars 2022	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020
Production (MWh)	2 304 600	2 583 157	2 290 086	2 396 027	1 785 947	2 186 961	2 021 559	2 185 793
Produits	188,7	202,4	184,6	170,6	189,7	167,9	162,7	150,5
Charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels	58,2	65,1	62,1	47,9	46,6	50,1	54,2	45,2
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	130,5	137,3	122,5	122,7	143,1	117,8	108,5	105,3
(Perte nette) bénéfice net	(34,9)	5,7	(23,5)	50,2	(217,9)	11,9	7,5	(1,6)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(34,4)	(2,3)	(16,4)	41,1	(214,2)	11,9	11,7	(2,5)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,18)	(0,02)	(0,10)	0,23	(1,24)	0,06	0,06	(0,02)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	36,7	34,6	34,7	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180

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.

## ÉVÉNEMENTS DE FÉVRIER 2021 AU TEXAS – RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

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 exploitation	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. 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

L'installation Phoebe fait l'objet de couvertures du prix de l'électricité. En outre, avant leur vente respective le 28 décembre 2021 et le 4 mars 2022, les installations Flat Top et Shannon faisaient également 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
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	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 (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées	(207 984)	64 197	(143 787)
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat	(259 155)	81 290	(177 865)

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

- 1) Malgré la réduction de la production d'électricité attribuable aux conditions météorologiques, les **produits des installations Foard City et Phoebe ont été avantagés 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				
	Production hydro-électrique	Production éolienne	Production solaire	Non attribuée	Total
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<sup>2</sup></b>	<b>26 570</b>	<b>99 212</b>	<b>8 902</b>	<b>—</b>	<b>134 684</b>
Produits proportionnels <sup>1</sup>	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<sup>1, 2</sup></b>	<b>30 909</b>	<b>126 147</b>	<b>9 406</b>	<b>—</b>	<b>166 462</b>
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	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<sup>1, 2</sup></b>	<b>14 490</b>	<b>82 822</b>	<b>5 909</b>	<b>(15 069)</b>	<b>88 152</b>
BAlIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	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<sup>1, 2</sup></b>	<b>15 997</b>	<b>106 483</b>	<b>6 207</b>	<b>(15 069)</b>	<b>113 618</b>

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

2. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs.

## 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 :

Installation	Incidence	Pour la période de 9 jours allant du 11 février au 19 février 2021		
		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 l'exercice clos le 31 décembre 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<sup>1</sup> et le ratio de distribution<sup>1</sup> comme suit :

	Période de trois mois close le 31 mars 2021		
	Montant présenté	Incidence des événements de février 2021 au Texas (9 jours)	Montant normalisé <sup>2</sup>
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<sup>1</sup></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<sup>1</sup></b>	<b>170 %</b>	<b>(30) %</b>	<b>140 %</b>

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

2. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs.

- 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<sup>1</sup> et du ratio de distribution<sup>1</sup>, Innergex inverse l'incidence de la couverture de base de Phoebe en raison de son occurrence limitée, 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.

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

### 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>2</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 %.

2. 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.
- Le 19 juillet 2021, Innergex a conclu une entente visant à régler les montants qui restaient à payer par le parc solaire Phoebe à la suite des événements de février 2021 au Texas. Le décaissement total de 24,0 M\$ US (29,7 M\$) comprend le paiement convenu pour les montants contestés à la suite des événements de février 2021 au Texas et un paiement sur le solde du compte de suivi du projet, déduction faite de l'électricité impayée vendue par le projet durant le processus de négociation.

#### 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 20 mai 2021, le tribunal de district du comté de Harris, au Texas, a rejeté la demande d'injonction interlocutoire enjoignant la contrepartie des contrats de couverture du prix de l'électricité des parcs éoliens Flat Top et Shannon à suspendre l'exercice de tout recours à l'encontre des projets, y compris la saisie, découlant d'un défaut de paiement allégué qui a été formellement contesté par Innergex, à la suite des événements de février 2021 au Texas. En raison de la décision du tribunal, la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité des projets pourra donc exercer l'un ou l'autre de ses recours, y compris la saisie.

### 4.2 Décisions et actions

#### Phoebe

- Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, une charge de dépréciation de 24,7 M\$ avait été comptabilisée, laquelle reflète des frais d'engorgement plus élevés que prévu de même qu'un taux d'actualisation plus élevé pour tenir compte des primes de risque plus élevées pour les installations faisant l'objet de contrats de couverture du prix de l'électricité au Texas.

#### Flat Top et Shannon

- La valeur comptable des investissements dans Flat Top et Shannon a été réduite à néant à la suite de la comptabilisation de charges de dépréciation hors trésorerie totalisant 112,6 M\$ relativement à ces installations au 31 mars 2021.
- Au cours de la période close le 30 juin 2021, les actifs et les passifs sous-jacents des investissements dans Flat Top et Shannon ont été classés comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente.
- Les passifs d'impôt différé liés aux placements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon étaient de néant, à la suite du recouvrement d'impôt différé totalisant 39,5 M\$ lors du reclassement des actifs et des passifs des projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente au cours de la période close le 30 juin 2021.
- Le 28 décembre 2021, la Société a conclu la vente de sa participation de 51 % dans Flat Top pour un montant symbolique.
- Le 4 mars 2022, la Société a conclu la vente de sa participation de 50 % dans Shannon pour un montant symbolique.
- L'incidence de la vente des installations Flat Top et Shannon sur les flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> de la Société, compte tenu de l'apport respectif des parcs en 2020, représente une perte d'environ 4,2 M\$ par année.
- La vente des installations Flat Top et Shannon constitue 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 financée par un apport en capital dans ces installations.

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

## 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 2022, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes :

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

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

## 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 commençant le 1er janvier 2022 et close le 31 mars 2022, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le CIIF.

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont également limité l'étendue de la conception par la Société des CPCI et du CIIF afin d'exclure des contrôles, politiques et procédures les entités suivantes : Curtis/Palmer Hydroelectric Company LP et Energía Llaima SpA (collectivement, les « entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société »). L'évaluation de la conception et du fonctionnement des CPCI et du CIIF de ces entités sera achevée dans les 12 mois suivant leur date d'acquisition. Un résumé de l'information financière relative aux entités exclues est présenté à la rubrique « Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société » du présent rapport de gestion.

## 7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION | Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société

Comme il est précisé à la rubrique « Contrôles et procédures de communication de l'information » du présent rapport de gestion, l'étendue de la conception par la Société des CPCI et du CIIF excluent les contrôles, politiques et procédures de Curtis/Palmer Hydroelectric Company LP et d'Energía Llaima SpA. Les tableaux qui suivent présentent un sommaire des entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société.

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

	Période close le 31 mars 2022 <sup>1</sup>
Produits	28 108
Bénéfice net	2 654
Autres éléments du résultat global	(3 040)
<b>Total du résultat global</b>	<b>(386)</b>

1. Comprend les résultats combinés de San Andrés pour une période de 62 jours close le 31 mars 2022.

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

	Au 31 mars 2022
Actifs courants	127 849
Actifs non courants	813 054
	<b>940 903</b>
Passifs courants	180 543
Passifs non courants	106 454
Capitaux propres	653 906
	<b>940 903</b>

## 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 aux cibles de croissance de la Société, à la production d'énergie, à ses projets potentiels, à la réussite du développement, de la construction et du financement (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 prévue, les produits estimés 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 ainsi que de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

**Hypothèses** : L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société, à propos notamment, sans s'y limiter, des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, des acquisitions et des projets mis en service, du rendement des projets, de la disponibilité de ressources en capital et de l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun, de la conjoncture favorable du marché pour l'émission d'actions afin de soutenir le financement de la croissance, de la conjoncture économique favorable, des conditions favorables du marché des capitaux, de la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, du renouvellement réussi des CAÉ, des ressources humaines suffisantes pour fournir les services et exécuter le plan d'investissement, de l'absence d'événements importants survenant hors du cours normal des activités, comme une catastrophe naturelle, une pandémie ou un autre désastre, de l'entretien continu de l'infrastructure des technologies de l'information et de l'absence de violations importantes liées à la cybersécurité. Veuillez vous reporter à la section 5 « Perspectives » du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur les hypothèses utilisées à l'égard des cibles de croissance pour 2022 et des perspectives du plan stratégique 2020-2025.

**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 : le défaut d'exécution des principales contreparties; l'approvisionnement en équipement; 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; 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 variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; la préparation aux catastrophes naturelles et aux 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; l'incapacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; l'incapacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; l'incapacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; la dépendance envers diverses formes de CAÉ; la volatilité de l'offre et de la demande sur le marché de l'énergie; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité; les incertitudes au sujet du

développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; l'incapacité 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; les risques réglementaires et politiques; 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; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'incapacité 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; la possibilité que la Société ne puisse pas déclarer ou payer un dividende; le caractère insuffisant de la couverture d'assurances; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée; 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; 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.

# COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2022	2021
<b>Produits</b>		188 723	189 651
<b>Charges</b>			
Exploitation		40 038	30 993
Frais généraux et administratifs		14 139	9 750
Projets potentiels		4 020	5 789
Bénéfice avant les éléments suivants :		130 526	143 119
Amortissement des immobilisations corporelles	9	55 134	44 297
Amortissement des immobilisations incorporelles		25 097	14 588
Bénéfice avant les éléments suivants :		50 295	84 234
Charges financières	4	66 401	59 600
Autres produits, montant net	5	(20 129)	(11 904)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées :			
Quote-part de la perte, avant les charges de dépréciation		2 208	95 375
Quote-part des charges de dépréciation		—	112 609
Variation de la juste valeur des instruments financiers	7 b)	40 515	87 709
Perte avant impôt sur le résultat		(38 700)	(259 155)
Recouvrement d'impôt sur le résultat		(3 770)	(41 283)
<b>Perte nette</b>		<b>(34 930)</b>	<b>(217 872)</b>
<b>Perte nette attribuable aux :</b>			
Propriétaires de la société mère		(34 402)	(214 161)
Participations ne donnant pas le contrôle		(528)	(3 711)
		<b>(34 930)</b>	<b>(217 872)</b>
<b>Perte par action attribuable aux propriétaires :</b>			
Perte nette par action, de base (\$)	8	(0,18)	(1,24)
Perte nette par action, diluée (\$)	8	(0,18)	(1,24)

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2022	2021
Perte nette		(34 930)	(217 872)
<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		(22 667)	(16 668)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	7	(225)	1 682
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	7	97 802	74 339
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie		5 295	5 176
Impôt différé connexe		(25 463)	(19 109)
<b>Autres éléments du résultat global</b>		<b>54 742</b>	<b>45 420</b>
<b>Total du résultat global</b>		<b>19 812</b>	<b>(172 452)</b>
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>			
Propriétaires de la société mère		21 341	(169 539)
Participations ne donnant pas le contrôle		(1 529)	(2 913)
		<b>19 812</b>	<b>(172 452)</b>

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		31 mars 2022	31 décembre 2021
	Notes		
<b>ACTIFS</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		201 537	166 266
Liquidités soumises à restrictions		51 092	61 659
Débiteurs		114 131	117 906
Instruments financiers dérivés	7	27 308	17 024
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	9	1 183	1 200
Charges payées d'avance et autres		30 490	24 622
<b>Total des actifs courants</b>		<b>425 741</b>	<b>388 677</b>
<b>Actifs non courants</b>			
Immobilisations corporelles	9	5 458 219	5 513 392
Immobilisations incorporelles		998 122	1 043 994
Frais de développement liés aux projets		55 891	70 829
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	6	130 555	133 398
Instruments financiers dérivés	7	75 362	39 917
Actifs d'impôt différé		49 078	50 484
Goodwill		59 772	60 858
Autres actifs non courants		100 608	94 519
<b>Total des actifs non courants</b>		<b>6 927 607</b>	<b>7 007 391</b>
<b>Total des actifs</b>		<b>7 353 348</b>	<b>7 396 068</b>
<b>PASSIFS</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Fournisseurs et autres créditeurs		177 481	174 364
Instruments financiers dérivés	7	44 804	41 315
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs		495 957	517 848
<b>Total des passifs courants</b>		<b>718 242</b>	<b>733 527</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Instruments financiers dérivés	7	51 688	75 064
Prêts et emprunts à long terme		4 245 500	4 411 239
Autres passifs		384 319	414 343
Passifs d'impôt différé		419 190	401 215
<b>Total des passifs non courants</b>		<b>5 100 697</b>	<b>5 301 861</b>
<b>Total des passifs</b>		<b>5 818 939</b>	<b>6 035 388</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		1 274 534	1 093 112
Participations ne donnant pas le contrôle		259 875	267 568
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>1 534 409</b>	<b>1 360 680</b>
<b>Total des passifs et des capitaux propres</b>		<b>7 353 348</b>	<b>7 396 068</b>

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



# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de trois mois close le 31 mars 2022	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	Débiteures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2022	360 936	2 022 540	131 069	2 819	(1 373 628)	(50 624)	1 093 112	267 568	1 360 680
Perte nette	—	—	—	—	(34 402)	—	(34 402)	(528)	(34 930)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	55 743	55 743	(1 001)	54 742
Total du résultat global	—	—	—	—	(34 402)	55 743	21 341	(1 529)	19 812
Actions ordinaires émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne (note 11)	172 506	—	—	—	—	—	172 506	—	172 506
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 2 021 \$)	(5 547)	—	—	—	—	—	(5 547)	—	(5 547)
Actions ordinaires émises dans le cadre du placement privé (note 11)	37 275	—	—	—	—	—	37 275	—	37 275
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 11 \$)	(33)	—	—	—	—	—	(33)	—	(33)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	223	—	—	—	—	—	223	—	223
Rachat d'actions ordinaires	(4 417)	—	—	—	—	—	(4 417)	—	(4 417)
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	887	—	—	—	—	887	—	887
Actions dont les droits ont été acquis – Régime d'actions liées au rendement	2 114	(4 883)	—	—	—	—	(2 769)	—	(2 769)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	—	97	—	—	—	—	97	—	97
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 11)	—	—	—	—	(36 733)	—	(36 733)	—	(36 733)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 11)	—	—	—	—	(1 408)	—	(1 408)	—	(1 408)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(6 164)	(6 164)
Solde au 31 mars 2022	563 057	2 018 641	131 069	2 819	(1 446 171)	5 119	1 274 534	259 875	1 534 409

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de trois mois close le 31 mars 2021	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 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
<b>Total du résultat global</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(214 161)</b>	<b>44 622</b>	<b>(169 539)</b>	<b>(2 913)</b>	<b>(172 452)</b>
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
Déventures 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 11)	—	—	—	—	(31 445)	—	(31 445)	—	(31 445)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 11)	—	—	—	—	(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.

# TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2022	2021
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>			
Perte nette		(34 930)	(217 872)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissements		80 231	58 885
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées		2 208	207 984
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	7	40 785	16 523
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	5	(19 403)	(11 196)
Autres		693	992
Charges financières	4	66 401	59 600
Charges financières payées	12	(43 582)	(38 622)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		5 912	6 414
Recouvrement d'impôt sur le résultat		(3 770)	(41 283)
Impôt sur le résultat payé		(2 801)	33
Incidence de la variation des taux de change		281	(278)
		92 025	41 180
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	12 a)	(7 167)	18 790
		84 858	59 970
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>			
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(35 833)	(32 756)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle		(6 164)	(891)
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	12 c)	115 813	271 898
Remboursement de la dette à long terme	12 c)	(263 261)	(187 880)
Paielement d'autres passifs		(1 717)	(2 110)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		202 169	—
Paielement au titre du rachat d'actions ordinaires		(4 417)	—
Achat d'actions ordinaires en vertu du régime d'actions liées au rendement		97	—
Paielement des retenues à la source liées à l'exercice d'options d'achat d'actions et au régime d'actions liées au rendement		(2 769)	(3 076)
		3 918	45 185
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>			
Acquisitions d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	3	(30 666)	—
Variation des liquidités soumises à des restrictions		10 045	622
Ajouts aux immobilisations corporelles, montant net		(19 044)	(76 331)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(22)	—
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(12 415)	(7 027)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		—	(65)
Variation des autres actifs non courants		1 832	917
		(50 270)	(81 884)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(3 235)	(3 346)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		35 271	19 925
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		166 266	161 465
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>		<b>201 537</b>	<b>181 390</b>

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 12.

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

## DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

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

Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été approuvés par le conseil d'administration le 10 mai 2022.

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 2022, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes, lesquelles n'ont pas eu d'incidence sur les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

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

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

### 3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

#### a. Acquisition de San Andrés SpA

Le 28 janvier 2022, Innergex a acquis le parc solaire San Andrés de 50,6 MW situé au Chili (« San Andrés »). Le parc, mis en service en 2014, est situé dans le désert d'Atacama, dans le nord du Chili. San Andrés a été acquis pour une contrepartie totale de 26 815 \$ US (34 088 \$). Ce parc devrait fournir une production moyenne à long terme brute d'environ 118,9 GWh par an.

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

	Comptabilisation de l'acquisition	
	En \$ US	En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 692	3 422
Débiteurs	499	634
Charges payées d'avance et autres	526	669
Immobilisations corporelles	30 449	38 707
Fournisseurs et autres créditeurs	(727)	(925)
Autres passifs	(4 003)	(5 088)
Passif d'impôt différé	(2 621)	(3 331)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>26 815</b>	<b>34 088</b>

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 2 140 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés de résultat.

Le placement a été comptabilisé comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 1 740 \$ et à 508 \$, respectivement, pour la période de 62 jours close le 31 mars 2022. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2022, les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés de résultat auraient augmenté de 501 \$ et diminué de 449 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2021 au 31 mars 2022.

## 4. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2022	2021
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	45 956	43 050
Charges d'intérêts sur le financement de partage fiscal	7 213	5 686
Charge d'intérêts sur les débetures convertibles	3 390	3 395
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	2 687	1 384
Amortissement des frais de financement	3 049	2 001
Charges de désactualisation des autres passifs	1 656	1 255
Intérêts sur les obligations locatives	1 475	1 015
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme	112	158
Autres	863	1 656
	<b>66 401</b>	<b>59 600</b>

## 5. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2022	2021
Produits tirés des crédits d'impôt sur la production	(19 047)	(11 389)
Produits tirés des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(356)	193
Coûts de transaction liés aux acquisitions d'entreprises	2 181	—
Perte sur le remboursement des prêts	—	1 125
Honoraires professionnels et autres honoraires - événements de février 2021 au Texas	—	311
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	—	547
Autres produits, montant net	(2 907)	(2 691)
	<b>(20 129)</b>	<b>(11 904)</b>

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

### Cession de Shannon

Le 4 mars 2022, la Société a conclu la vente de sa participation de 50 % dans Shannon pour un montant symbolique.

## 7. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

### a) Situation financière

Le tableau suivant présente un rapprochement entre les soldes d'ouverture et de clôture des instruments financiers dérivés :

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 (niveau 3)	Conversion des prêts intragroupe <sup>1</sup>	Total
Au 1er janvier 2022	2 485	(78 482)	16 559	—	(59 438)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat <sup>2</sup>	5 548	8 954	(47 208)	(8 079)	(40 785)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	(225)	98 498	(696)	—	97 577
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	696	—	696
Écarts de change, montant net	—	(530)	579	8 079	8 128
<b>Au 31 mars 2022</b>	<b>7 808</b>	<b>28 440</b>	<b>(30 070)</b>	<b>—</b>	<b>6 178</b>

1. Perte découlant de la réévaluation, en dollars canadiens, de prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère. 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 la perte comptabilisée dans le résultat.

2. Se reporter à la note 7 b) pour obtenir un rapprochement de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat.

### 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	
	2022	2021
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	40 785	16 523
Partie réalisée des instruments financiers		
(Profit réalisé) perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(270)	67 102
Perte réalisée sur les swaps de taux d'intérêt	—	2 885
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	—	1 199
<b>Variation de la juste valeur des instruments financiers</b>	<b>40 515</b>	<b>87 709</b>



## 8. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2022	2021
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(34 402)	(214 161)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 408)	(1 408)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(35 810)	(215 569)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	196 689 642	174 110 971
Perte nette par action, de base (\$)	(0,18)	(1,24)

Dilué(e)	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2022	2021
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(35 810)	(215 569)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, après dilution	196 689 642	174 110 971
Perte nette par action, diluée (\$)	(0,18)	(1,24)

Instruments qui sont exclus des éléments dilutifs :	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2022	2021
Options sur actions	316 922	262 784
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	413 660	425 576
Débitures convertibles	13 604 473	13 604 473
	14 335 055	14 292 833

## 9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
<b>Coût</b>							
Au 1er janvier 2022	185 100	2 594 780	2 891 964	819 621	72 877	45 064	6 609 406
Ajouts <sup>1</sup>	8 331	333	188	292	21 353	1 302	31 799
Crédits d'impôt à l'investissement <sup>2</sup>	—	—	—	—	(8 535)	—	(8 535)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	—	—	—	38 703	—	4	38 707
Transfert provenant des frais de développement liés aux projets	—	—	—	—	25 034	—	25 034
Reclassement	—	—	(1 362)	—	—	1 362	—
Cessions	—	—	(181)	—	—	(34)	(215)
Autres variations	(1 442)	—	(25 745)	(5 431)	—	—	(32 618)
Écarts de change, montant net	(2 926)	(7 332)	(39 829)	(10 257)	(1 515)	(273)	(62 132)
<b>Au 31 mars 2022</b>	<b>189 063</b>	<b>2 587 781</b>	<b>2 825 035</b>	<b>842 928</b>	<b>109 214</b>	<b>47 425</b>	<b>6 601 446</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1er janvier 2022	(16 801)	(391 093)	(549 980)	(115 531)	—	(22 609)	(1 096 014)
Amortissement <sup>3</sup>	(1 568)	(13 132)	(30 536)	(8 351)	—	(1 589)	(55 176)
Cessions	—	—	181	—	—	34	215
Écarts de change, montant net	285	190	6 302	937	—	34	7 748
<b>Au 31 mars 2022</b>	<b>(18 084)</b>	<b>(404 035)</b>	<b>(574 033)</b>	<b>(122 945)</b>	<b>—</b>	<b>(24 130)</b>	<b>(1 143 227)</b>
<b>Valeur comptable au 31 mars 2022</b>	<b>170 979</b>	<b>2 183 746</b>	<b>2 251 002</b>	<b>719 983</b>	<b>109 214</b>	<b>23 295</b>	<b>5 458 219</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 646 \$.
- La Société a accumulé 6 712 \$ US (8 535 \$) en crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec la construction du projet solaire Hale Kuawehi, lesquels ont été reconnus en tant que réduction du coût des immobilisations corporelles. Au 31 mars 2022, le solde des montants recouvrables au titre des crédits d'impôt à l'investissement relatifs aux projets Hillcrest et Hale Kuawehi s'établissait à 947 \$ US (1 183 \$).
- Une tranche de 42 \$ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

## 10. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

Au 31 mars 2022, la Société et ses filiales respectaient l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, à l'exception de ce qui suit :

- Le projet hydroélectrique Duquenco s'est trouvé en situation de défaut de la clause de changement de contrôle aux termes de sa convention de crédit à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima étant donné que les anciens investisseurs en capitaux propres chiliens ont cessé de détenir conjointement une participation directe de 50 % dans les actions de la société. La tranche de 104 951 \$ US (131 147 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Le 25 avril 2022, une dérogation a été obtenue des prêteurs du projet.

La Société a reclassé le prêt à terme subordonné non garanti dans la partie courante, compte tenu de son échéance à venir le 6 février 2023.

### a. Financement du projet Hale Kuawehi

Le 16 mars 2022, la Société a conclu un accord de financement pour la construction du projet solaire et de stockage par batteries Hale Kuawehi, à Hawaii, qui se compose d'un emprunt lié à la construction de 54 543 000 \$ US portant intérêt au taux SOFR à un mois majoré de 1,375 % et venant à échéance en 2023 ainsi que d'un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 61 630 000 \$ US portant intérêt au taux SOFR à un mois majoré de 0,75 % et venant à échéance en 2023.

## 11. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

### Actions ordinaires

#### ***Émission d'actions ordinaires***

Dans le cadre de l'appel public à l'épargne conclu le 22 février 2022, la Société a émis 9 718 650 actions ordinaires à un prix de 17,75 \$ l'action pour un produit au comptant de 172 506 \$. Parallèlement à la clôture de l'appel public à l'épargne, Hydro-Québec a souscrit 2 100 000 actions ordinaires du capital-actions de la Société pour un produit au comptant de 37 275 \$.

#### ***Rachat d'actions ordinaires et d'actions privilégiées***

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2022, 253 681 actions ordinaires ont été achetées et annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui prendra fin le 23 mai 2022, à un prix moyen de 17,40 \$ l'action.

## 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 2022, 51 352 options ont été attribuées. Les options attribuées deviennent acquises en quatre tranches égales jusqu'au 25 février 2026 et doivent être exercées avant le 25 février 2029 à un prix d'exercice de 17,50 \$ l'action.

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.

Taux d'intérêt sans risque	1,78 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,72 \$
Durée prévue des options	6
Volatilité attendue	26,77 %

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

Une charge de rémunération de 23 \$ a été comptabilisée au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2022 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 2022, 269 482 droits d'actions liées au rendement ont été acquis.

Par ailleurs, 251 650 droits d'actions liées au rendement ont été attribués au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2022, lesquels deviendront acquis le 31 décembre 2024.

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

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2022, 16 881 unités ont été attribuées.

Une charge de rémunération de 1 376 \$ a été comptabilisée au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2022 au titre du régime d'ALR et du régime d'UAD.

## Dividendes

### a) Dividendes déclarés

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 31 mars			
	2022		2021	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,180	36 733	0,180	31 445
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,202750	689	0,202750	689
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,359375	719	0,359375	719

#### ***Dividendes déclarés après la clôture de la période et 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 2022 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par action privilégiée de série A	Dividende par action privilégiée de série C
10 mai 2022	30 juin 2022	15 juillet 2022	0,180 \$	0,202750 \$	0,359375 \$

## 12. 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	
	2022	2021
Débiteurs	3 208	(1 992)
Charges payées d'avance et autres	(5 539)	(3 366)
Fournisseurs et autres créditeurs	(4 836)	24 148
	(7 167)	18 790

### b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2022	2021
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(39 049)	(37 893)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(4 533)	(729)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(205)	(1 029)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	—	(578)
Total des charges financières	(43 787)	(40 229)
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Variation des immobilisations corporelles impayées	2 066	28 466
Crédits d'impôt à l'investissement	8 535	4 473
Variation des autres actifs non courants	84	14
Variation des coûts de développement de projets impayés	(1 418)	1 061
Réévaluation des autres passifs	(40 536)	(21 577)
Évaluation initiale des autres passifs	8 331	(370)
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	2 114	3 174
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	223	154

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2022	2021
<b>Variations des prêts et emprunts à long terme</b>		
Dette à long terme au début de la période	4 924 435	4 813 881
Augmentation de la dette à long terme	119 604	271 898
Remboursement de la dette à long terme	(263 261)	(187 880)
Paiement des frais de financement différés	(3 791)	—
Attributs fiscaux	(356)	193
Crédits d'impôt sur la production	(19 047)	(11 389)
Autres charges financières hors trésorerie	13 018	11 536
Débetures convertibles converties en actions ordinaires	—	(2 306)
Désactualisation des débetures convertibles	583	708
Écarts de change, montant net	(33 981)	(42 988)
<b>Prêts et emprunts à long terme à la fin de la période</b>	<b>4 737 204</b>	<b>4 853 653</b>

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

#### Contrats de change à terme

La juste valeur est évaluée comme étant la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs, qui représente la différence entre la valeur du contrat à l'échéance et la valeur établie selon le taux de change que l'institution financière utiliserait si elle renégociait en date de l'état de la situation financière le même contrat. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie, 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 2022, 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 22,78 \$ US à 106,81 \$ US le MWh entre le 1er avril 2022 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 4,09 \$ US à 73,21 \$ US le MWh entre le 1er avril 2022 et le 31 décembre 2030.

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 disponibles à la date d'évaluation en fonction d'une combinaison des prix observables et des cours des courtiers hors cote obtenus jusqu'en juin 2031.

**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.

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 307 563 \$ US (384 331 \$) au 31 mars 2022.

### ***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 ont cessé à compter du 17 mai 2021, ce qui n'a eu aucune incidence sur 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, ce 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.

## **14. ÉVENTUALITÉS**

La Société est assujettie à diverses réclamations qui surviennent dans le cours normal des activités. La direction estime que des provisions suffisantes ont été constituées dans les comptes. Bien qu'il soit impossible d'estimer l'importance des coûts et des pertes éventuels, le cas échéant, la direction estime que le dénouement de ces éventualités n'aura aucune incidence défavorable sur la situation financière de la Société.

### **Avis de réduction de BC Hydro**

En mai 2020, Innergex a reçu des avis de BC Hydro en lien avec six centrales hydroélectriques de la Société en Colombie-Britannique indiquant que BC Hydro n'accepterait ni n'achèterait d'énergie dans le cadre des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») applicables au-delà d'un niveau de réduction spécifié pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020. Les niveaux de réduction spécifiés 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 a cité 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'était soi-disant pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Les avis à Innergex faisaient suite aux déclarations publiques de BC Hydro concernant les mesures qu'elle prenait 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 a contesté que la pandémie et les mesures gouvernementales connexes empêchaient de quelque façon que ce soit BC Hydro de respecter ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettaient 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, cherchant 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 se sont élevés à 12 456 \$ (14 183 \$ sur la base des produits proportionnels<sup>1</sup>). Le litige a été réglé au premier trimestre 2022 à la satisfaction d'Innergex.

## 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. 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. Le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a ensuite fait appel de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique, appel qui a été rejeté à l'unanimité par la Cour d'appel de la Colombie-Britannique le 7 janvier 2022. La Société a comptabilisé le montant de 3 181 \$ dans les comptes consolidés de résultat au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Un montant total de 3 385 \$, y compris les intérêts, a été reçu par la Société au premier trimestre de 2022.

## 15. 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, 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.

---

<sup>1</sup> 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 16, Information sectorielle, pour obtenir plus d'information.

## 16. 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 résultat net auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt sur le résultat, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, les charges de dépréciation, 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 2022				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	65 911	105 897	16 915	188 723
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	3 231	5 115	—	8 346
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	19 047	—	19 047
Produits proportionnels sectoriels	69 142	130 059	16 915	216 116
BAIIA ajusté sectoriel	46 630	89 476	11 310	147 416
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	1 141	4 197	—	5 338
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	19 047	—	19 047
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	47 771	112 720	11 310	171 801
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	70,7 %	84,5 %	66,9 %	78,1 %

Période de trois mois close le 31 mars 2022	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	—	—	38 707	38 707
Ajouts d'immobilisations corporelles	341	188	292	821

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

Période de trois mois close le 31 mars 2021	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
<b>Secteurs opérationnels</b>				
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
BAlIA ajusté sectoriel	14 490	99 623	44 075	158 188
Quote-part du BAlIA 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
BAlIA ajusté proportionnel sectoriel	15 997	163 590	44 373	223 960
Marge du BAlIA ajusté sectorielle	54,5 %	85,9 %	93,6 %	83,4 %

Période de trois mois close le 31 mars 2021	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	14 351	—	14 351
Ajouts d'immobilisations corporelles	194	1 028	—	1 222

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 :

	Période de trois mois close le 31 mars 2022				Période de trois mois close le 31 mars 2021			
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	CIP	Proportionnel
Produits	188 723	8 346	19 047	216 116	189 651	54 661	17 423	261 735
Perte nette	(34 930)	—	—	(34 930)	(217 872)	—	—	(217 872)
Recouvrement d'impôt	(3 770)	—	—	(3 770)	(41 283)	773	—	(40 510)
Charges financières	66 401	4 424	—	70 825	59 600	9 095	—	68 695
Amortissements	80 231	4 195	—	84 426	58 885	8 955	—	67 840
Dépréciation d'actifs non courants	—	—	—	—	—	112 609	—	112 609
BAIIA	107 932	8 619	—	116 551	(140 670)	131 432	—	(9 238)
Autres produits, montant net, avant les CIP	(1 082)	(175)	—	(1 257)	(515)	1 601	—	1 086
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	(19 047)	—	19 047	—	(11 389)	(6 034)	17 423	—
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	2 208	(2 208)	—	—	207 984	(207 984)	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 515	(898)	—	39 617	87 709	129 334	—	217 043
BAIIA ajusté	130 526	5 338	19 047	154 911	143 119	48 349	17 423	208 891
Charges non attribuées :								
Charges générales et administratives	12 870	—	—	12 870	9 280	—	—	9 280
Projets potentiels	4 020	—	—	4 020	5 789	—	—	5 789
BAIIA ajusté sectoriel	147 416	5 338	19 047	171 801	158 188	48 349	17 423	223 960
<b>Marge du BAIIA ajusté sectorielle</b>	<b>78,1 %</b>	<b>64,0 %</b>		<b>79,5 %</b>	<b>83,4 %</b>	<b>88,5 %</b>		<b>85,6 %</b>

## Secteurs géographiques

Au 31 mars 2022, 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, 8 parcs éoliens et un parc solaire au Canada, 16 parcs éoliens en France, 3 centrales hydroélectriques, 8 parcs éoliens et 4 parcs solaires aux États-Unis ainsi que 4 centrales hydroélectriques et 3 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	
	2022	2021
<b>Produits</b>		
Canada	105 007	83 150
États-Unis	43 313	76 033
France	27 396	28 368
Chili	13 007	2 100
	<b>188 723</b>	<b>189 651</b>

Aux	31 mars 2022	31 décembre 2021
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 328 145	3 390 029
États-Unis	2 258 391	2 301 353
France	753 440	801 752
Chili	463 191	423 856
	<b>6 803 167</b>	<b>6 916 990</b>

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

## 17. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Le 10 mai 2022, la Société a modifié sa facilité de crédit à terme renouvelable existante, prolongeant l'échéance de 2023 à 2027 et portant la limite d'emprunt à 950 000 \$.

# 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 Trudel  
Chef de la direction  
financière  
Tél. 450 928-2550 x1252  
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 Fitch

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

## 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.