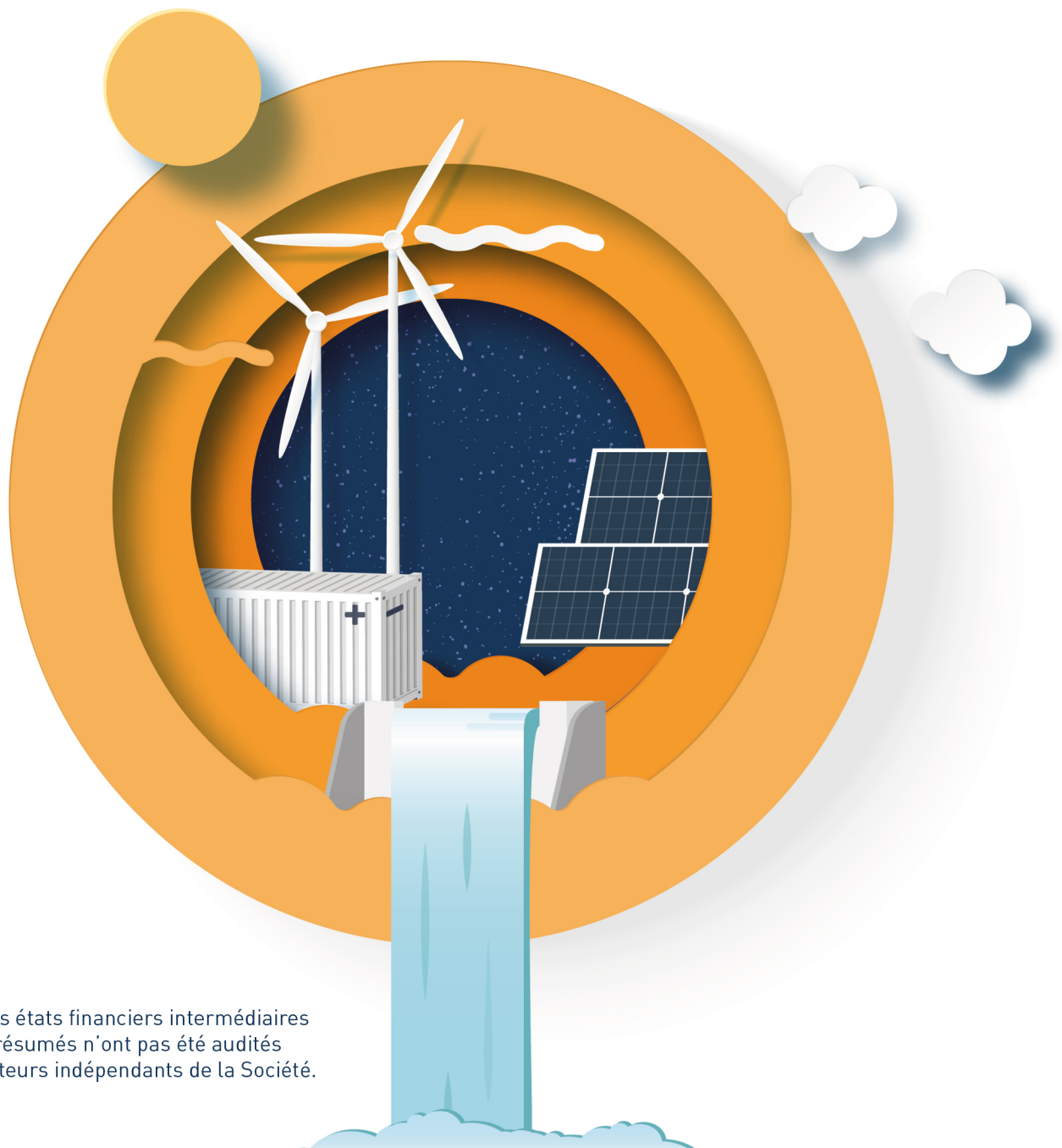


INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2021

pour la période close le 30 septembre 2021



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

Innergex énergie renouvelable inc. croit en un monde dans lequel de l'énergie renouvelable abondante favorise des communautés plus saines et encourage le partage de la prospérité depuis maintenant plus de 30 ans. À titre de producteur indépendant d'énergie renouvelable qui développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des installations de stockage d'énergie, Innergex est convaincue que l'énergie renouvelable ouvrira la voie à un monde meilleur. Innergex exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili, et est guidée par sa philosophie de développement durable qui vise un équilibre entre les personnes, notre planète et la prospérité. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débetures convertibles sous les symboles INE.DB.B et INE.DB.C.

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

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

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

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

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

En exploitant l'énergie des rayons du soleil, le flux naturel de l'eau et le mouvement de l'air, nous travaillons avec la nature pour produire de l'énergie propre pour un avenir meilleur.

Innergex possède des participations dans 40 centrales hydroélectriques localisées sur 33 bassins versants, 32 parcs éoliens et 7 parcs solaires. L'expertise et l'innovation développées par notre équipe qualifiée dans différents types d'énergie et divers lieux peuvent être mises à profit et partagées entre les membres de la Société afin de maximiser le rendement de nos actifs de grande qualité.

DONNÉES CLÉS

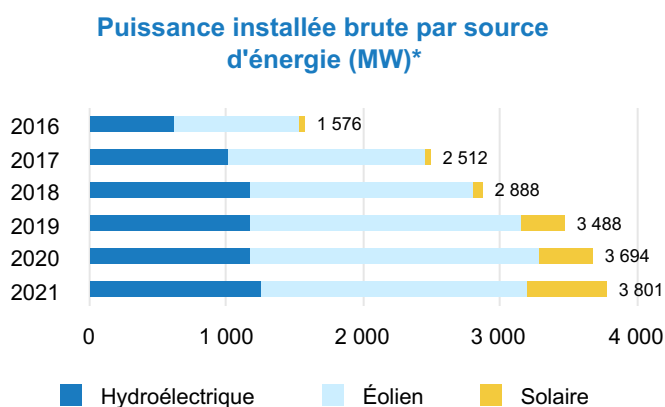
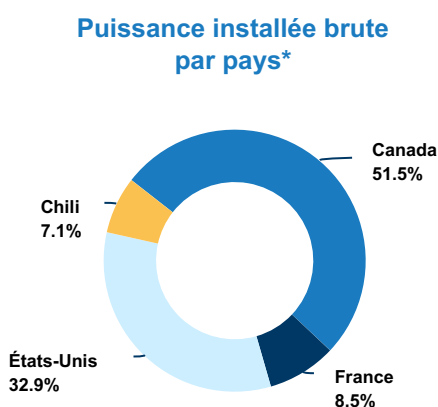
Innergex évalue son rendement à l'aide d'indicateurs de rendement clés. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur ses capacités de production et de génération de liquidités, sa capacité à verser des dividendes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

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

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

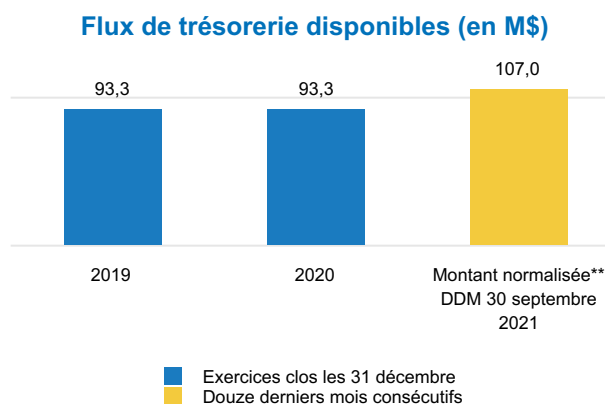
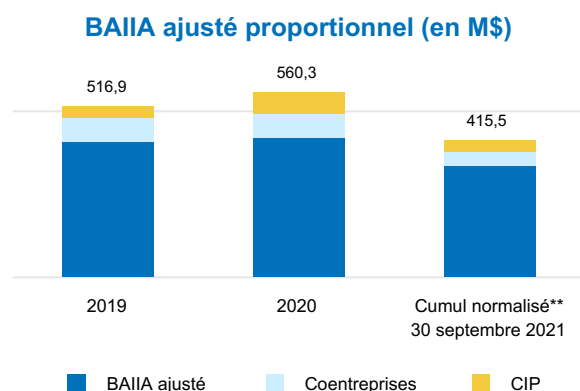
Indicateurs de rendement clés sur le plan de l'exploitation

Au 9 novembre 2021, la Société comptait quatre secteurs géographiques et trois secteurs opérationnels.



* Puissance installée brute pour les activités poursuivies, y compris le parc solaire Hillcrest, pour lequel la mise en service commerciale a été réalisée en vertu du CAÉ, et exclusion faite des installations Shannon et Flat Top, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

Indicateurs de rendement clés sur le plan financier



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

MISE À JOUR 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.

La production d'électricité, un service essentiel

Les activités de production d'électricité se sont poursuivies dans tous les secteurs, car elles ont été considérées comme des services essentiels dans toutes les régions où la Société exerce ses activités. La production d'énergie renouvelable d'Innergex est vendue principalement par l'entremise de contrats d'achat d'électricité, qui comprennent une protection suffisante pour éviter une réduction importante de la demande, à des contreparties solides financièrement et aucun problème de crédit n'est prévu. La Société n'a donc pas l'intention de procéder à des changements visant son personnel et elle compte maintenir les salaires et les avantages. Seule BC Hydro a envoyé des avis de réduction en lien avec certaines centrales hydroélectriques, que la Société conteste (voir la section « Capital et liquidités » du rapport de gestion pour obtenir plus d'information).

Santé et sécurité de nos employés et visiteurs

Depuis mars 2020, Innergex a mis en place de nombreuses mesures afin de protéger ses employés, ses fournisseurs et ses partenaires d'affaires contre la COVID-19. En plus des procédures d'exploitation normales conçues pour assurer la sécurité des activités, la Société a adopté des mesures supplémentaires, notamment :

- l'instauration d'une politique de travail à la maison pour tous les employés de bureau, à l'exception des tâches essentielles qui doivent être effectuées sur place;
- l'amélioration du nettoyage et de la désinfection des installations;
- la limitation des interactions entre les employés par la distanciation sociale et les barrières physiques;
- l'obligation pour les employés d'utiliser des équipements de protection individuelle;
- la révision et l'amélioration des protocoles de dépistage de la COVID-19 et des mesures propres à la surveillance de la santé et de la sécurité des employés
- l'introduction de directives et d'instructions précises sur les mesures de santé et de sécurité liées à la 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 9 novembre 2021, la Société possède et exploite 79 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 9,2 années¹.

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'électricité² ou des contrats industriels à court et long terme (chacun, un « CAÉ ») à des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables ou sur le marché libre. La durée moyenne pondérée restante des CAÉ est de 14,2 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. Y compris le parc solaire Hillcrest, pour lequel la mise en service commerciale a été réalisée en vertu du CAÉ.

2. 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 9 novembre 2021.

	Nombre d'installations ¹		Puissance installée brute ² (MW)		Puissance installée nette ³ (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
HYDRO-ÉLECTRIQUE								
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	—	—
ÉOLIEN								
Canada	8	—	908	—	714	—	—	—
France	16	1	324	9	226	2	—	—
États-Unis	8	—	714	—	662	—	—	—
Total partiel	32	1	1 946	9	1 602	2	—	—
SOLAIRE								
Canada	1	—	27	—	27	—	—	—
États-Unis	4	4	467	80	466	80	—	320 ⁵
Chili	2	—	102	—	87	—	150 ⁴	—
Total partiel	7	4	596	80	580	80	150	320
STOCKAGE								
France	—	1	—	—	—	—	—	9 ⁶
Total	79	9	3 801	209	3 101	171	150	329

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

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

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

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

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

6. Projet de stockage par batteries autonome Tonnerre.

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

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 9 novembre 2021, date à laquelle il a été approuvé par le conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, ainsi que les données comparables de 2020, ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

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

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

Des renseignements supplémentaires concernant Innergex, notamment sa Notice annuelle, sont accessibles par l'entremise du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières à l'adresse sedar.com ou sur le site Web de la Société à l'adresse 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	Bénéfice net ajusté	29
Troisième trimestre 2021 - Performance d'exploitation	8	Participations ne donnant pas le contrôle	31
Troisième trimestre 2021 - Capital et ressources	8	4- Capital et liquidités	31
Troisième trimestre 2021 - Initiatives de croissance et de développement	9	Structure du capital	31
Événements postérieurs	11	Participation au partage fiscal	33
Performance financière prévue et mise à jour	11	Situation financière	35
Plan stratégique 2020-2025	12	Flux de trésorerie	40
2- Aperçu des activités	12	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	42
Environnement commercial	12	Information sur le capital-actions	44
Installation en exploitation	14	Dividendes	45
Activités de mise en service	16	5- Mesures non conformes aux IFRS	46
Activités de construction	17	6- Renseignements complémentaires consolidés	52
Activités de développement	18	Secteurs géographiques	52
Projets potentiels	19	Information financière trimestrielle historique	53
3- Performance financière et résultats d'exploitation	21	Événements de février 2021 au Texas	54
Secteur de la production hydroélectrique	23	7- Méthodes comptables et contrôles de communication de l'information	60
Secteur de la production éolienne	25	Principales méthodes comptables	60
Secteur de la production solaire	27	Contrôles et procédures de communication de l'information	60
Bénéfice net (perte nette)	28	8- Information prospective	61

1- FAITS SAILLANTS

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2021	2020	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ³	2021 Normalisé	2020
RÉSULTATS D'EXPLOITATION						
Production (MWh)	2 290 086	2 021 559	6 472 058	—	6 472 058	5 886 949
Produits	184 564	162 651	544 820	(54 967)	489 853	445 280
BAlIA ajusté ¹	122 522	108 524	388 326	(54 967)	333 359	304 279
Marge du BAlIA ajusté ¹	66,4 %	66,7 %	71,3 %	(3,2)%	68,1 %	68,3 %
Bénéfice net (perte nette)	(23 464)	7 492	(191 137)	64 219	(126 918)	(41 005)
Bénéfice net ajusté ¹	11 905	13 376	3 023	—	3 023	9 319
PROPORTIONNEL						
Production proportionnelle (MWh) ¹	2 538 645	2 471 149	7 177 192	—	7 177 192	7 016 780
Produits proportionnels ¹	221 960	213 736	682 096	(95 273)	586 823	570 111
BAlIA ajusté proportionnel ¹	155 938	151 433	510 791	(95 273)	415 518	407 398
Marge du BAlIA ajusté proportionnel ¹	70,3 %	70,9 %	74,9 %	(4,1)%	70,8 %	71,5 %
ACTIONS ORDINAIRES						
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	34 703	31 409	97 580	—	97 580	94 118
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	182 692	173 858	177 044	—	177 044	169 048
					Périodes de douze mois closes les 30 septembre	
					Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ⁴	
					2021 Normalisé	2020
FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION						
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²			267 354	17 093	284 447	229 152
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}			91 211	15 789	107 000	95 612
Ratio de distribution ^{1,2}			141 %	(20)%	121 %	124 %
Ratio de distribution ajusté ^{1,2}			96 %	— %	96 %	102 %
SITUATION FINANCIÈRE						
			Aux	30 septembre 2021	31 décembre 2020	
Total de l'actif				7 244 604	7 154 232	
Total du passif				6 055 206	6 083 300	
Participations ne donnant pas le contrôle				57 991	62 078	

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

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

3. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

4. Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

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

Les **produits** ont augmenté de 13 % pour s'établir à 184,6 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 en comparaison du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une hausse des produits, principalement attribuable à l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima, qui est maintenant incluse dans les produits consolidés d'Innergex, et à l'acquisition de Licán. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par l'apport moins élevé des centrales de la Colombie-Britannique, en raison de l'interruption temporaire des activités de la centrale Kwoiek Creek attribuable aux feux de forêt qui ont endommagé sa ligne de transport, et par l'apport moins élevé des centrales du Québec, en raison de la baisse des produits attribuable au recul de la production et aux prix de vente moins élevés. L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **éolienne** est surtout attribuable à la mise en service du parc éolien Griffin Trail et à l'augmentation des produits générés par les parcs éoliens en France découlant de la hausse de la production. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la baisse des produits des parcs éoliens du Québec attribuable à la diminution de la production et par l'apport moindre du parc éolien Foard City en raison de l'effet combiné de la diminution de la production et de la baisse des prix de vente moyens. L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **solaire** est attribuable aux dommages-intérêts exigibles de l'entrepreneur en IAC pour la perte de produits causée par les retards dans la mise en service du parc solaire Hillcrest et à la mise en service de ce parc, à l'augmentation des prix de vente au parc solaire Salvador et à l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima. Ces éléments ont été partiellement compensés par la baisse des produits générés par le parc solaire Phoebe attribuable à la diminution des prix de vente moyens. Les **produits proportionnels** ont augmenté pour s'établir à 222,0 M\$, en hausse de 4 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Le **BAlIA ajusté** s'est établi à 122,5 M\$, en hausse de 13 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable aux dommages-intérêts exigibles de l'entrepreneur en IAC pour la perte de produits causée par les retards dans la mise en service du parc solaire Hillcrest et à la mise en service de ce parc, à l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima, qui est maintenant incluse dans le BAlIA ajusté consolidé d'Innergex, à l'augmentation des prix de vente au parc solaire Salvador, à la mise en service du parc éolien Griffin Trail et à l'acquisition de Licán. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits générés par les parcs éoliens et les centrales hydroélectriques au Québec, ainsi que par la hausse des charges d'exploitation des parcs éoliens du Québec. Le **BAlIA ajusté proportionnel** a atteint 155,9 M\$, en hausse de 3 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Innergex a comptabilisé une **perte nette** de 23,5 M\$ (perte de base et diluée de 0,10 \$ par action) pour le trimestre clos le 30 septembre 2021, comparativement à un **bénéfice net** de 7,5 M\$ (bénéfice par action, de base et dilué, de 0,06 \$) pour la période correspondante de 2020. Cela s'explique essentiellement par la comptabilisation de **charges de dépréciation** liées au parc solaire Phoebe au Texas et par une participation minoritaire en France, qui ont totalisé respectivement 24,7 M\$ et 5,9 M\$. Une variation défavorable de 15,6 M\$ de la **juste valeur latente des instruments financiers**, surtout liée à l'augmentation des courbes de prix du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, une augmentation des **charges financières**, surtout liée au parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre, et une hausse des **intérêts compensatoires au titre de l'inflation** des obligations à rendement réel de Harrison Hydro ont également contribué à la diminution du bénéfice net. Ces éléments ont été **en partie contrebalancés** par une augmentation de 17,1 M\$ 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.

1- FAITS SAILLANTS | Troisième trimestre 2021 – Capital et ressources

L'augmentation du total des actifs est en grande partie attribuable aux acquisitions d'Energía Llaima et de Licán au troisième trimestre de 2021 et aux travaux de construction au parc solaire Hillcrest et au parc éolien Griffin Trail. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées découlant surtout des événements de février 2021 au Texas, de la perte de valeur liée aux parcs éoliens Shannon et Flat Top ainsi que des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles. En outre, Innergex a acquis la participation restante de 50 % dans Energía Llaima, ce qui a déclenché la consolidation et simultanément réduit les participations dans des coentreprises.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme, y compris leur partie courante, découle principalement de la dette reprise dans le cadre des acquisitions d'Energía Llaima et de Licán et des prélèvements nets effectués pour la construction des installations Hillcrest et Griffin Trail, contrebalancés en partie par le produit reçu du placement public d'actions ordinaires et du placement privé d'Hydro-Québec, lequel a été affecté à la facilité de crédit renouvelable.

L'augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires est principalement attribuable aux émissions d'actions ordinaires par suite des acquisitions, de l'appel public à l'épargne et du placement privé d'Hydro-Québec, de même qu'au total du résultat global attribuable aux propriétaires de la société mère et aux dividendes déclarés.

La hausse des flux de trésorerie disponibles pour la période de douze mois close le 30 septembre 2021 s'explique essentiellement par les acquisitions de Salvador et de Mountain Air réalisées aux deuxième et troisième trimestres de 2020 et les acquisitions d'Energía Llaima et de Licán réalisées au troisième trimestre de 2021, ainsi que par la diminution des paiements d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable à la suite du placement privé d'Hydro-Québec en février 2020 et sur les prêts d'Alterra à la suite de leur remboursement en janvier 2021.

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

La construction du **projet hydroélectrique Innavik** de 7,5 MW au Québec, au Canada, s'est poursuivie et sa mise en service commerciale devrait avoir lieu à la fin de 2022. En France, au **projet de stockage par batterie autonome Tonnerre**, tous les conteneurs pour batteries et les convertisseurs ont été installés sur le site.

Les **projets en développement** progressent, y compris le **projet solaire et de stockage d'énergie par batteries Hale Kuawehi**, pour lequel les demandes de permis de construction et les approbations sont en cours. La mobilisation sur le site est prévue au quatrième trimestre de 2021. Des progrès ont par ailleurs été réalisés à l'égard des **projets solaires et de stockage d'énergie par batteries Paeahu, Barbers Point et Kahana** à Hawaii. Un nouveau projet au Chili a été ajouté à nos activités de développement au cours du trimestre.

Les **projets potentiels** offriront plusieurs possibilités dans les années à venir, 11 projets d'une puissance installée totale de 696 MW étant actuellement à un stade avancé.

Acquisition par Innergex de la participation restante dans Energía Llaima

Innergex a conclu une convention d'achat d'actions aux termes de laquelle elle a acquis, le 9 juillet 2021, la participation restante de 50 % dans Energía Llaima SpA (« Energía Llaima »), une société d'énergie renouvelable établie au Chili, qu'Innergex détenait déjà à 50 %, pour une contrepartie totale de 75,0 M\$ US (94,0 M\$), dont une contrepartie conditionnelle de 3,7 M\$ US (4,6 M\$).

En contrepartie de cette transaction, Innergex a émis aux actionnaires d'Energía Llaima des actions ordinaires d'Innergex d'une valeur totale de 71,4 M\$ US à un prix représentant le prix par action égal à la moyenne pondérée en fonction du volume sur 10 jours avant la clôture de l'acquisition, pour un total de 4 048 215 actions émises.

De plus, aux termes de la convention des droits de l'investisseur conclue entre Innergex et Hydro-Québec, Hydro-Québec détient un droit préférentiel de souscription lui permettant de maintenir sa participation de 19,9 %. Hydro-Québec peut donc souscrire des actions ordinaires d'Innergex dans le cadre de toute émission à un prix égal, y compris dans le cadre d'une acquisition. Hydro-Québec dispose également d'un droit de souscription lui permettant de maintenir sa participation à la suite de toute émission annuelle de titres de participation, de titres incitatifs ou de titres octroyés dans le cadre d'une rémunération. À cet égard, Innergex a émis, parallèlement à la clôture de la transaction décrite ci-dessus, 1 148 050 actions ordinaires pour un produit total de 25,3 M\$ afin de permettre à Hydro-Québec de maintenir sa participation de 19,9 %.

Acquisition par Innergex d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 18 MW au Chili

Le 3 août 2021, Innergex a fait l'acquisition de la totalité des actions d'Empresa Eléctrica Licán S.A. (« Licán »), qui possède et exploite une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 18 MW dotée d'un réservoir permettant une régulation quotidienne jusqu'à trois heures et demie. L'installation mise en service en 2011 est située sur la rivière Licán, dans la région de Los Rios au Chili. Licán a été acquise pour une contrepartie totale de 16,6 M\$ US (20,8 M\$) financée par de la trésorerie détenue au Chili, montant réparti entre le paiement aux actionnaires et le remboursement partiel de la dette existante et d'autres coûts.

L'installation devrait fournir une production moyenne à long terme brute estimée à 77,8 GWh par an. L'actif devrait atteindre un BAIIA ajusté de 2,1 M\$ US (2,7 M\$) en moyenne pendant les cinq premières années complètes.

Innergex annonce l'acquisition du portefeuille d'actifs hydroélectriques au fil de l'eau de Curtis Palmer de 60 MW dans l'État de New York

Le 17 août 2021, Innergex et HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, ont conclu une convention d'achat de participation avec Atlantic Power visant l'acquisition de Curtis Palmer, un portefeuille d'actifs hydroélectriques au fil de l'eau de 60 MW situé à Corinth, New York, composé des centrales Curtis Mills de 12 MW et Palmer Falls de 48 MW (« Curtis Palmer »). L'acquisition a été réalisée après le 30 septembre 2021 (se reporter à la rubrique « Événements postérieurs » pour plus d'information).

Cette acquisition conjointe est la première acquisition conjointe réalisée dans le cadre de l'alliance stratégique formée par Innergex et Hydro-Québec en 2020. À la clôture, le 25 octobre 2021, Innergex détenait indirectement une participation de 50 % dans les centrales de Curtis Palmer et Hydro-Québec détenait indirectement la participation restante de 50 %.

Les centrales de Curtis Palmer détiennent un CAÉ visant l'énergie, les certificats d'énergie renouvelable (« CER ») et la puissance avec Niagara Mohawk Power Corporation (A3 / BBB+), qui expire à la première des éventualités suivantes, soit le 31 décembre 2027 ou la livraison de 10 000 GWh cumulatifs (ce qui est prévu en 2026). Après l'expiration du CAÉ, les centrales de Curtis Palmer devraient vendre de l'énergie, des CER et de la puissance sur le marché du NYISO. Le marché de l'énergie renouvelable de New York bénéficie de programmes étatiques qui soutiennent les énergies renouvelables existantes et qui peuvent offrir un potentiel de hausse supplémentaire aux centrales de Curtis Palmer, y compris le récent programme de CER de niveau 2 (*Tier 2 REC program*), et l'introduction du coût social du carbone dans les marchés de l'énergie.

Les centrales de Curtis Palmer présentent un profil de flux de trésorerie attrayant et devraient réaliser un BAIIA ajusté annuel moyen de 42,5 M\$ US (54,1 M\$) et des flux de trésorerie disponibles annuels moyens de 39,5 M\$ US (50,3 M\$) jusqu'à la fin du CAÉ sur une base de 100 %.

Innergex conclut un financement par voie de prise ferme de capitaux propres de 201 M\$ et un placement privé concurrent de 50 M\$

Le 3 septembre 2021, Innergex a conclu un financement par voie de prise ferme d'actions ordinaires. La Société a émis un total de 10 374 150 actions ordinaires, dont 1 353 150 actions ordinaires émises par suite de l'exercice intégral, à la clôture, de l'option de surallocation octroyée au syndicat de preneurs fermes dirigé par Marchés des capitaux CIBC, Financière Banque Nationale Inc., BMO Marchés des capitaux et Valeurs mobilières TD Inc. (collectivement, les « preneurs fermes »), au prix d'offre de 19,40 \$ par action ordinaire (le « prix d'offre ») pour un produit brut total de 201,3 M\$ (le « placement »).

Aux termes de la convention des droits de l'investisseur conclue entre Innergex et Société de portefeuille HQI Canada inc., une filiale en propriété exclusive d'Hydro-Québec (« Hydro-Québec »), Hydro-Québec détient un droit préférentiel de souscription lui permettant de maintenir sa participation de 19,9 % dans les actions ordinaires d'Innergex. Par conséquent, elle peut souscrire des actions ordinaires d'Innergex dans le cadre de toute émission à un prix égal, notamment dans le cadre d'un financement par voie de prise ferme de capitaux propres. Parallèlement au placement, Innergex a également réalisé la clôture du placement privé préalablement annoncé (le « placement privé ») avec Hydro-Québec. Au total, 2 581 000 actions ordinaires ont été émises au prix d'offre, pour un produit brut total de 50,1 M\$ afin de maintenir la participation de 19,9 % d'Hydro-Québec. Les actions ordinaires offertes dans le cadre du placement privé ont été vendues directement à Hydro-Québec, sans preneur ferme ni placeur pour compte.

La Société a l'intention d'affecter le produit net tiré du placement et du placement privé au financement du prix d'achat de l'acquisition de Curtis Palmer, et le reste du produit net aux fins générales de l'entreprise, y compris aux initiatives de croissance futures.

1- FAITS SAILLANTS | Événements postérieurs

Conclusion de l'acquisition de Curtis Palmer

Le 25 octobre 2021, Innergex et HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, ont réalisé l'acquisition de Curtis Palmer, un portefeuille d'actifs hydroélectriques au fil de l'eau de 60 MW situé à Corinth, New York, contre une contrepartie totale de 318,4 M\$ US (393,4 M\$), y compris un montant de 9,2 M\$ US (11,4 M\$) au titre de la trésorerie et des ajustements au fonds de roulement. En outre, l'acquisition est assortie d'une clause de révision de prix sous réserve de l'évolution du cours du marché du New York Independent System Operator (« NYISO ») au cours des années civiles 2023 et 2024, qui est limitée à 30,0 M\$ US. À la clôture, la Société détenait une participation de 50 % dans les centrales et Hydro-Québec détenait indirectement la participation restante de 50 %.

1- FAITS SAILLANTS | Performance financière prévue mise à jour

La Société fait des prévisions au moyen de certaines hypothèses afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation. Pour 2021, les prévisions étaient fondées sur la mise en service du parc éolien Yonne II au premier trimestre de 2021, la mise en service du projet solaire Hillcrest au deuxième trimestre de 2021 et la mise en service du parc éolien Griffin Trail au troisième trimestre de 2021. Elles ne tenaient pas compte des acquisitions éventuelles qui pourraient être réalisées en 2021, ni de l'incidence éventuelle des événements de février 2021 au Texas, ni de l'incidence éventuelle de futures vagues de COVID-19.

Étant donné que la Société a formulé ces hypothèses au début de l'année, les prévisions ont été révisées en novembre 2021 pour tenir compte de l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, 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 à la suite des événements de février 2021 au Texas. Cette exclusion a surtout une incidence sur le BAIIA ajusté proportionnel, car en plus de retrancher la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex dans ces deux installations, elle a aussi pour effet d'exclure les CIP qu'elles ont générés. Les prévisions ont également été révisées pour tenir compte des feux de forêt en Colombie-Britannique, qui ont endommagé la ligne de transport de Kwoiek Creek, ainsi que des débits d'eau, des régimes éoliens et de l'ensoleillement inférieurs à la moyenne dans la plupart des régions. Enfin, les nouvelles prévisions ont été favorisées par l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021, l'acquisition de Licán le 3 août 2021 et l'acquisition de Curtis Palmer le 25 octobre 2021.

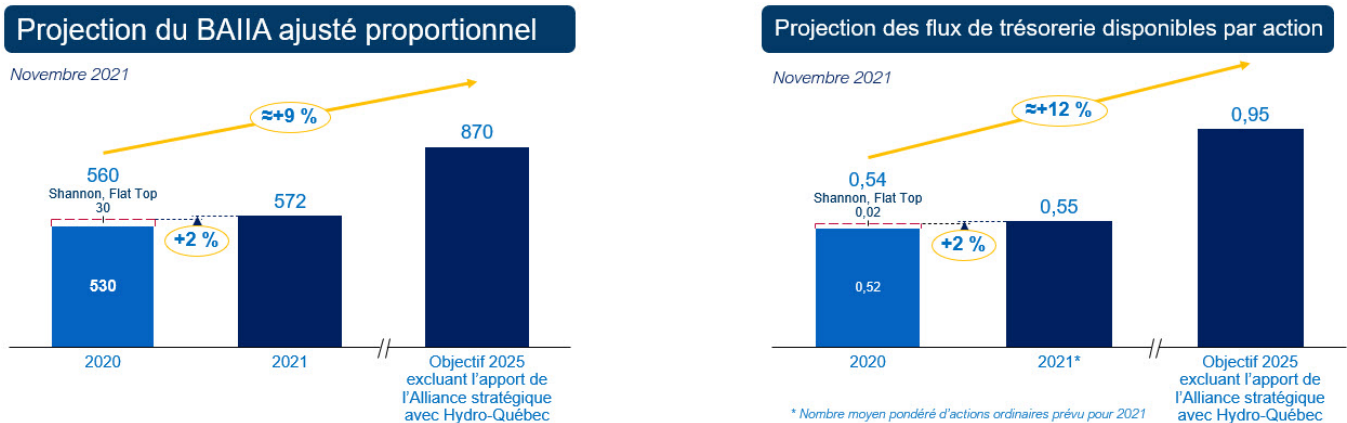
Le tableau suivant présente un sommaire des prévisions révisées pour 2021, compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas.

	Février 2021		Novembre 2021	
	Prévision		Prévision	
Produits	approx.	+12 %	approx.	+10 %
BAIIA ajusté	approx.	+12 %	approx.	+10 %
BAIIA ajusté proportionnel	approx.	+12 %	approx.	+2 %

1- FAITS SAILLANTS | Plan stratégique 2020-2025

Le 15 septembre 2021, la Société a tenu sa première journée investisseurs et a fourni une mise à jour de son plan stratégique 2020-2025 et de sa croissance financière prévue. Malgré des cibles financières moins élevées pour 2021, les prévisions pour 2025 présentées en février 2021 devraient rester sensiblement les mêmes après la révision de novembre 2021. Le BAIIA ajusté proportionnel devrait atteindre un taux de croissance annuel composé d'environ 9 % d'ici 2025, pour s'établir à 870 M\$ (prévision de 10 % en février 2021) et les flux de trésorerie disponibles par action devraient atteindre un taux de croissance annuel composé d'environ 12 % d'ici 2025, pour s'établir à 0,95 \$ (prévision de 12 % en février 2021).

Les graphiques suivants présentent les cibles pour 2025, en tenant compte des prévisions révisées pour 2021, mais en excluant l'incidence des événements de février 2021 au Texas.



La poursuite de la croissance d'Innergex proviendra d'une stratégie équilibrée combinant le développement de nouveaux projets comportant un profil de contributions en trésorerie différées et les acquisitions stratégiques sur les marchés actuels comportant un profil de contributions en trésorerie à plus court terme. Les chiffres projetés ci-dessus ne tiennent pas compte des transactions ou des projets potentiels qui pourraient être réalisés ou développés dans le cadre de l'alliance stratégique avec Hydro-Québec.

Les projections sont fondées sur certaines hypothèses fondamentales, y compris celles concernant les régimes hydrologiques, éoliens et solaires, la performance de ses installations en exploitation, le rendement des projets, la conjoncture économique et financière, les conditions du marché des capitaux, la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, les attentes et les hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital et l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun et l'obtention des approbations réglementaires. L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels 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.

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 ¹								Total	
	T1		T2		T3		T4			
HYDRO-ÉLECTRIQUE	539	14 %	1 257	33 %	1 219	32 %	825	21 %	3 840	36 %
ÉOLIEN	1 579	29 %	1 342	24 %	1 083	20 %	1 507	27 %	5 511	51 %
SOLAIRE	294	21 %	421	30 %	424	30 %	277	20 %	1 416	13 %
Total	2 412	22 %	3 021	28 %	2 725	26 %	2 609	24 %	10 767	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 9 novembre 2021. La PMLT est présentée conformément aux règles comptables de constatation des produits aux termes des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La comparaison de la production par rapport à la PMLT représente un indicateur de rendement clé pour la Société. Se reporter à la rubrique « Données clés » pour plus d'information.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Installations en exploitation

Secteur énergétique	Emplacement	Période de trois mois close le 30 septembre 2021		Période de trois mois close le 30 septembre 2020		Période de trois mois Variation de la production en %	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021		Période de neuf mois close le 30 septembre 2020		Période de neuf mois Variation de la production en %
		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT	
HYDRO-ÉLECTRIQUE	Québec	163 024	90 %	181 050	100 %	(10)%	517 811	100 %	501 598	97 %	3 %
	Ontario	16 300	198 %	6 904	84 %	136 %	49 462	93 %	45 914	86 %	8 %
	Colombie-Britannique	630 122	79 %	663 946	83 %	(5)%	1 600 299	88 %	1 503 565	82 %	6 %
	États-Unis	13 242	79 %	16 531	99 %	(20)%	35 347	85 %	39 386	95 %	(10)%
	Chili ⁵	110 611	74 %	—	— %	— %	110 611	74 %	—	— %	— %
	Total partiel	933 299	81 %	868 431	87 %	7 %	2 313 530	89 %	2 090 463	86 %	11 %
ÉOLIEN	Québec	437 765	98 %	485 791	108 %	(10)%	1 537 997	93 %	1 693 988	103 %	(9)%
	France	111 831	79 %	101 934	73 %	10 %	472 722	89 %	503 002	96 %	(6)%
	États-Unis ³	430 748	99 %	314 987	99 %	37 %	1 294 013	98 %	993 938	97 %	30 %
		Total partiel	980 344	96 %	902 712	100 %	9 %	3 304 732	94 %	3 190 928	100 %
SOLAIRE	Ontario	13 020	107 %	12 804	105 %	2 %	33 236	107 %	33 311	107 %	— %
	États-Unis	315 572	92 %	196 393	90 %	61 %	691 390	85 %	515 422	86 %	34 %
	Chili ^{4, 5}	47 851	94 %	41 219	106 %	16 %	129 170	94 %	56 825	104 %	127 %
	Total partiel	376 443	93 %	250 416	93 %	50 %	853 796	87 %	605 558	88 %	41 %
PRODUCTION TOTALE¹		2 290 086	89 %	2 021 559	93 %	13 %	6 472 058	91 %	5 886 949	93 %	10 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		248 559	102 %	449 590	96 %	(45)%	705 134	96 %	1 129 831	96 %	(38)%
PRODUCTION PROPORTIONNELLE^{1, 2}		2 538 645	90 %	2 471 149	93 %	3 %	7 177 192	92 %	7 016 780	93 %	2 %

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, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

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

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

5. 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.

La **production** pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 s'est établie à 89 % de la PMLT. Cette variation s'explique principalement par la diminution de la production des centrales de la Colombie-Britannique, en raison de l'interruption temporaire des activités de la centrale Kwoiek Creek attribuable aux feux de forêt qui ont endommagé sa ligne de transport, par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne aux parcs en France et au parc éolien Foard City, ainsi que par l'ensoleillement moindre au parc solaire Phoebe. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne au parc éolien Griffin Trail, aux États-Unis. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 102 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une **production proportionnelle** représentant 90 % de la PMLT.

La **production** pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 s'est établie à 91 % de la PMLT. Cette variation s'explique principalement par la diminution de la production des centrales de la Colombie-Britannique, en raison surtout de l'interruption temporaire des activités de la centrale Kwoiek Creek attribuable aux feux de forêt qui ont endommagé sa ligne de transport, par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne dans certains parcs du Québec, au parc éolien Foard City et dans les parcs en France ainsi que par l'incidence défavorable de la réduction exigée par le réseau de distribution au Texas et de l'ensoleillement moindre au parc solaire Phoebe. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne aux parcs éoliens Mountain Air et Griffin Trail aux États-Unis. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 96 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une **production proportionnelle** représentant 92 % de la PMLT.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de mise en service

Le tableau ci-après présente les projets mis en service depuis le début de 2021.

Nom (emplacement)	Type	Participation (%)	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, moyenne des cinq premières années		Statut
						Estimés ¹ (M\$)	Produits proportionnels ^{1,2} (M\$)	BAlIA ajusté proportionnel ^{1,2} (M\$)		
Hillcrest (Ohio, É.-U.)	Solaire	100	200	413,3	15	399,6 ³	21,7 ³	13,0 ³	Le 11 mai 2021, le parc solaire Hillcrest situé en Ohio a atteint la mise en service commerciale en vertu du CAÉ. Nous prévoyons atteindre l'achèvement substantiel et la mise en service complète du projet au cours du quatrième trimestre de 2021. L'estimation du coût total a été révisée pour tenir compte de certains dépassements de coûts et des discussions de mise en service commerciale avec l'entrepreneur en IAC	
Griffin Trail (Texas, É.-U.)	Éolien	100	225,6	832,4	— ⁴	362,7 ⁵	49,8 ⁵	38,6 ⁵	Le 26 juillet 2021, la Société a achevé la mise en service du parc éolien Griffin Trail de 225,6 MW situé dans le nord du Texas. Elle a conclu le financement par des investisseurs participant au partage fiscal le 30 juillet 2021.	
Yonne II	Éolien	69,55	6,9	11,0	20	15,9 ⁶	1,5 ⁶	1,1 ⁶	Le 1er mars 2021, la Société a achevé la mise en service du parc éolien Yonne II de 6,9 MW situé en France. Innergex détient une participation de 69,55 % dans le parc éolien, la participation restante de 30,45 % étant détenue par le Régime des rentes du Mouvement Desjardins (« RRMD »).	
Total			232,5	843,4	20,0	378,6	51,3	39,7		

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. Les produits proportionnels et le BAlIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

3. Le coût total du projet est estimé à 313,6 M\$ US, les produits prévus, à 17,0 M\$ US, et le BAlIA ajusté prévu, à 10,2 M\$ US, convertis à un taux de 1,2741.

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

5. Le coût total du projet est estimé à 284,7 M\$ US, les produits prévus, à 16,8 M\$ US, les produits proportionnels prévus, à 39,1 M\$ US, le BAlIA ajusté prévu, à 8,1 M\$ US, et le BAlIA ajusté proportionnel, à 30,3 M\$ US, convertis à un taux de 1,2741.

6. Le coût total du projet est estimé à 10,8 M€, les produits prévus, à 1,0 M€, et le BAlIA ajusté prévu, à 0,8 M€, convertis à un taux de 1,4801.

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 ¹ (GWh)	Durée du CAE (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, moyenne des cinq premières années		Statut	Date prévue de MS
						Estimés ¹ (M\$)		Produits proportionnels ^{1,2} (M\$)	BAIIA ajusté proportionnel ^{1,2} (M\$)		
Innavik (QC, Canada)	Hydro-électrique	50	7,5	54,7	40	63,9 ³		5,4 ³	4,3 ³		2022
Tonnerre (France)	Stockage	100	Note ⁴	—	— ⁵	Note ⁶		Note ⁶	Note ⁶		2021
Total			7,5	54,7	40,0	63,9		5,4	4,3		

- Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.
- Les produits proportionnels et le BAIIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
- Les coûts de construction correspondent à 100 % des coûts prévus pour cette installation. Les produits et le BAIIA ajusté devraient se situer à 10,8 M\$ et 8,6 M\$, respectivement, ou à 5,4 M\$ et 4,3 M\$ sur une base proportionnelle, respectivement.
- Capacité de stockage par batteries autonome de 9 MWh.
- Le projet a obtenu un contrat offrant un complément de rémunération d'une durée de 7 ans, qui offre un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité. Le Code de l'énergie français prévoit un complément de rémunération fondé sur le marché. Dans le cadre d'un contrat offrant un complément de rémunération, le revenu du producteur est la somme du prix de marché et du complément de rémunération. Un tel complément correspond à la différence entre, d'une part, un tarif de référence calculé en tenant compte des coûts de financement et des charges d'exploitation moyens d'installations performantes, représentatives de l'installation, et, d'autre part, le prix de marché moyen de l'électricité et de la capacité.
- Le coût estimé du projet, les produits prévus et le BAIIA ajusté prévu doivent être finalisés. Les chiffres seront présentés lors de la mise en service.

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

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de développement

Innergex détient un portefeuille de projets en développement d'une puissance installée brute d'environ 201 MW. Le tableau ci-après présente leur statut à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Statut	Date prévue de MS
Frontera (Chili)	Hydro-électrique	109,0	464,0	— ²	Le processus de financement, le contrat de construction et les demandes de permis progressent lentement en raison de la pandémie de COVID-19. Le calendrier du projet est en cours de révision.	—
Rucacura (Chili)	Hydro-électrique	3,0	12,4	— ²	Rucacura est un projet hydroélectrique situé dans la région de BioBio, au Chili. Ce projet constituera un ajout à la centrale Ducqueco existante. Une entente est en cours de négociation avec le fournisseur de turbines. L'ordre de démarrage limité est en cours de négociation avec l'entrepreneur.	2023
Hale Kuawehi (Hawaii, É.-U.)	Solaire	30,0 ³	87,4 ⁴	25	L'application technique de la conception est achevée à 90 %. L'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) a été choisi et un ordre de démarrage limité a été émis à la fin du premier trimestre de 2021. L'entente en IAC finale est prévue au début du quatrième trimestre de 2021. Les demandes de permis de construction et l'approbation sont en cours. Le fournisseur du système de stockage d'énergie par batteries a avisé le projet d'un retard d'équipement de 5 mois qui aura une incidence sur la date prévue de mise en service. L'incidence sur le CAÉ devrait être couverte principalement par le fournisseur de système de stockage d'énergie par batteries. La mobilisation sur le site est prévue au quatrième trimestre de 2021.	2022
Paeahu (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 ³	41,2 ⁴	25	L'entente en IAC finale est prévue au quatrième trimestre de 2021. La commission d'aménagement du comté de Maui a approuvé le 25 mai 2021 le permis d'utilisation spéciale et la phase II du développement du projet du district, pour lesquels un appel de l'opposition locale est en cours auprès de la Circuit Court of the Second Circuit de l'État d'Hawaii. Toutefois, cela ne limite actuellement en rien leur efficacité. Les demandes de permis de construction sont en cours. Le CAÉ ne sera pas pleinement en vigueur tant que la PUC n'a pas approuvé le prolongement des lignes de transport aériennes. Le calendrier d'approbation est encore inconnu.	2023
Kahana (Hawaii, É.-U.)	Solaire	20,0 ³	74,6 ⁴	25	Les consultations avec les entrepreneurs en IAC potentiels ont été lancées. Le CAÉ est assujéti à l'approbation de la PUC d'Hawaii, et une procédure de contestation menée par la PUC doit aboutir avant toute décision. La PUC d'Hawaii a tenu une audience de deux jours en septembre, suivie d'une période de médiation de 30 jours visant à résoudre les différences de points de vue entre les parties et les participants. La médiation s'est terminée par la conclusion d'une entente.	2023
Barbers Point (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 ³	37,0 ⁴	25	Des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis, notamment la publication du projet d'évaluation environnementale. Les consultations avec les entrepreneurs en IAC potentiels ont été lancées. La PUC a suspendu le calendrier procédural pour l'approbation du CAÉ jusqu'à ce que l'évaluation environnementale finale soit terminée et déposée à la fin du premier trimestre de 2022.	2023
Lazenay (France)	Éolien	9,0	27,8	—	Lazenay est un projet éolien situé dans le Centre-Val de Loire dont la Société détient 25 %. L'autorisation environnementale a été reçue, le CAÉ a été approuvé par EDF-OA et la demande de contrat de service d'interconnexion a été déposée.	2023
TOTAL		201,0	744,4			

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

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

3. Projets solaires disposant d'une capacité de stockage par batteries de 120 MWh pour Hale Kuawehi, de 60 MWh pour Paeahu, de 80 MWh pour Kahana et de 60 MWh pour Barbers Point.

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

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Projets potentiels

Innergex détient des participations dans de nombreux projets potentiels qui sont à différents stades de développement. Pour certains projets, des droits de propriété foncière ont été obtenus, une demande exploratoire d'obtention de permis a été déposée ou une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres ou dans le cadre d'un programme d'offre standard (collectivement, les « projets potentiels »). La liste de projets potentiels est revue trimestriellement afin d'y ajouter des projets ou d'en retrancher, selon la possibilité d'avancement qu'ils présentent. Les projets potentiels sont classés en différents stades en fonction des éléments ci-dessous. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des projets potentiels sera réalisé.

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

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

	Stade préliminaire		Stade intermédiaire		Stade avancé		Puissance totale ¹ (en MW)	Nombre total de projets
	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets		
CANADA								
Hydroélectrique	500	8	—	—	—	—	500	8
Solaire	300	7	—	—	—	—	300	7
Éolien	3 943	23	—	—	—	—	3 943	23
Total partiel	4 743	38	—	—	—	—	4 743	38
ÉTATS-UNIS								
Solaire	639	7	730	4	200	1	1 569	12
Éolien	—	—	—	—	332	1	332	1
Total partiel	639	7	730	4	532	2	1 901	13
FRANCE								
Solaire	—	—	60	1	—	—	60	1
Éolien	128	11	61	3	161	8	350	22
Total partiel	128	11	121	4	161	8	410	23
CHILI								
Hydroélectrique	183	3	—	—	3	1	186	4
Solaire	32	1	—	—	—	—	32	1
Éolien	9	1	—	—	—	—	9	1
Total partiel	224	5	—	—	3	1	227	6
Total	5 734	61	851	8	696	11	7 281	80

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

Par rapport au trimestre précédent, un nouveau projet solaire aux États-Unis a progressé jusqu'au stade préliminaire. En outre, en France, un projet éolien est passé du stade intermédiaire au stade avancé, tandis que quatre projets éoliens en France et un projet éolien au Chili sont passés du stade intermédiaire au stade préliminaire.

Le projet éolien à un stade avancé Boswell Springs dans le Wyoming, aux États-Unis, 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 de l'alliance stratégique

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

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

Le 25 octobre 2021, la Société et HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, ont annoncé la conclusion de l'acquisition conjointe à parts égales du portefeuille d'actifs hydroélectriques de 60 MW de Curtis Palmer dans l'État de New York. Les centrales de Curtis Palmer sont composées de deux centrales hydroélectriques au fil de l'eau, Curtis Mills (12 MW) et Palmer Falls (48 MW). Curtis Palmer détient un contrat d'achat d'électricité visant l'énergie, les CER et la capacité avec Niagara Mohawk Power Corporation. Les cinq employés qui travaillent actuellement dans les centrales de Curtis Palmer se joindront à l'équipe d'Innergex. Cette acquisition conjointe est la première acquisition réalisée dans le cadre de l'alliance stratégique.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2021	2020	Variation		2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ³	2021 Normalisé	2020	Variation	
Produits	184 564	162 651	21 913	13 %	544 820	(54 967)	489 853	445 280	44 573	10 %
Charges d'exploitation	45 395	37 040	8 355	23 %	106 551	—	106 551	94 932	11 619	12 %
Frais généraux et administratifs	11 512	12 388	(876)	(7) %	32 285	—	32 285	32 969	(684)	(2) %
Charges liées aux projets potentiels	5 135	4 699	436	9 %	17 658	—	17 658	13 100	4 558	35 %
BALIA ajusté ¹	122 522	108 524	13 998	13 %	388 326	(54 967)	333 359	304 279	29 080	10 %
Marge du BALIA ajusté ¹	66,4 %	66,7 %			71,3 %	(3,2) %	68,1 %	68,3 %		
Charges financières	66 519	60 122	6 397	11 %	184 838	—	184 838	175 700	9 138	5 %
Autres produits, montant net	(33 827)	(16 725)	(17 102)	102 %	(55 056)	—	(55 056)	(58 250)	3 194	(5) %
Amortissements	59 838	59 368	470	1 %	177 892	—	177 892	170 061	7 831	5 %
Dépréciation d'actifs non courants	30 660	—	30 660	— %	36 974	—	36 974	—	36 974	— %
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées ² :										
Quote-part (du bénéfice) de la perte, avant les charges de dépréciation	(14 311)	(11 382)	(2 929)	26 %	78 071	(64 197)	13 874	21 398	(7 524)	(35) %
Quote-part des charges de dépréciation	—	—	—	— %	112 609	—	112 609	—	112 609	— %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	15 366	(1 859)	17 225	(927) %	107 533	(72 060)	35 473	24 835	10 638	43 %
Charge (recouvrement) d'impôt	21 741	11 508	10 233	89 %	(63 398)	17 071	(46 327)	11 540	(57 867)	(501) %
(Perte nette) bénéfice net	(23 464)	7 492	(30 956)	(413) %	(191 137)	64 219	(126 918)	(41 005)	(85 913)	210 %
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :										
Propriétaires de la société mère	(16 398)	11 740	(28 138)	(240) %	(189 457)	64 219	(125 238)	(44 548)	(80 690)	181 %
Participations ne donnant pas le contrôle	(7 066)	(4 248)	(2 818)	66 %	(1 680)	—	(1 680)	3 543	(5 223)	(147) %
	(23 464)	7 492	(30 956)	(413) %	(191 137)	64 219	(126 918)	(41 005)	(85 913)	210 %
(Perte nette) bénéfice net par action attribuable aux propriétaires, de base et dilué(e) (\$)	(0,10)	0,06			(1,09)	0,36	(0,73)	(0,29)		

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 neuf mois close le 30 septembre 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Au cours du trimestre, les produits et les charges d'exploitation ont augmenté en raison de la mise en service du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail et des acquisitions d'Energía Llaima et de Licán. Cependant, les conditions météorologiques défavorables à la plupart de nos installations du trimestre par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent ont plus que compensé la croissance des produits générés par ces installations nouvellement mises en service et acquises, de sorte que l'augmentation des charges d'exploitation n'a pas été absorbée par l'accroissement des produits.

Sur une base consolidée, la **marge du BAIIA ajusté** a diminué pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, passant de 66,7 % à 66,4 %. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des produits tirés des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens du Québec et des centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique. La diminution a été compensée en partie par l'apport du parc solaire Hillcrest et l'augmentation des produits générés par le parc solaire Salvador découlant de la hausse des prix de vente.

Sur une base consolidée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, la **marge du BAIIA ajusté** a diminué pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, passant de 68,3 % à 68,1 %. Cette diminution s'explique par la hausse des charges liées aux projets potentiels, par la diminution des produits et la hausse des charges d'exploitation des parcs éoliens du Québec ainsi que par la pondération des installations récemment acquises aux États-Unis, dont les marges sont plus faibles. La diminution a été partiellement contrebalancée par la hausse des produits des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, l'apport du parc solaire Hillcrest et l'augmentation des produits générés par le parc solaire Salvador découlant de la hausse des prix de vente.

Sur une base consolidée, la **marge du BAIIA ajusté proportionnel** a diminué, passant de 70,9 % à 70,3 % pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021. Cette diminution est attribuable à la baisse de la marge du BAIIA ajusté, aux CIP moins élevés attribuables à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, 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 à la suite des événements de février 2021 au Texas, et aux CIP moins élevés générés par le parc éolien Foard City en raison de la baisse de la production. Cette diminution a été partiellement compensée par les CIP générés par le parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service le 26 juillet 2021.

Sur une base consolidée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, la **marge du BAIIA ajusté proportionnel** a diminué, passant de 71,5 % à 70,8 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021. La diminution s'explique par la baisse de la marge du BAIIA ajusté et par les CIP moins élevés, attribuables à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, 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 à la suite des événements de février 2021 au Texas, et aux CIP moins élevés générés par le parc éolien Foard City en raison de la baisse de la production. Cette diminution a été partiellement compensée par les CIP générés par le parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service le 26 juillet 2021.

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

Secteur de la production hydroélectrique	Périodes de trois mois closes les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2021	2020	Variation	2021	2020	Variation
Production (MWh)	933 299	868 431	7 %	2 313 530	2 090 463	11 %
PMLT (MWh)	1 151 138	1 001 625	15 %	2 585 769	2 436 257	6 %
Produits (en M\$)	78 414	76 170	3 %	180 910	169 157	7 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	62 546	61 847	1 %	140 063	130 368	7 %
Marge du BAIIA ajusté ¹	79,8 %	81,2 %		77,4 %	77,1 %	
PROPORTIONNEL¹						
Production proportionnelle (MWh)	1 153 856	1 136 368	2 %	2 739 021	2 544 123	8 %
Produits proportionnels (en M\$)	101 885	106 691	(5)%	223 950	219 139	2 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	82 924	88 249	(6)%	173 581	169 840	2 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	81,4 %	82,7 %		77,5 %	77,5 %	

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 30 septembre 2021, l'augmentation de 1 % du **BAIIA ajusté** du secteur de la production hydroélectrique par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent s'explique principalement par l'apport des centrales du Chili à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021 et de l'acquisition de Licán réalisée le 3 août 2021. Cette augmentation a été partiellement compensée par l'interruption temporaire des activités à la centrale Kwoiek Creek, attribuable aux feux de forêt qui ont endommagé sa ligne de transport, et par l'apport moins élevé des centrales du Québec, en raison de la baisse des produits attribuable au recul de la production et aux prix de vente moins élevés. La baisse de la **marge du BAIIA ajusté**, qui est passée de 81,2 % à 79,8 %, s'explique surtout par la baisse des produits générés par la centrale Kwoiek Creek, la diminution des produits générés par les centrales au Québec et l'augmentation de la pondération des centrales au Chili, dont les marges sont plus faibles, à la suite des récentes acquisitions.

L'apport des centrales hydroélectriques des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAIIA ajusté proportionnel** s'élève à 20,4 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, en baisse de 23 % comparativement à un apport de 26,4 M\$ pour le même trimestre l'an dernier, du fait de la baisse de l'apport des centrales au Chili, leurs résultats étant désormais inclus dans le BAIIA ajusté par suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021, et de l'apport moins élevé de la centrale Toba Montrose, qui s'explique par la baisse des prix de vente moyens. Ces facteurs ont été contrebalancés par l'apport plus élevé de la centrale Jimmie Creek, en raison de la hausse des produits attribuable à la production accrue, ce qui s'explique par les données moins élevées de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, l'augmentation de 7 % du **BAIIA ajusté** du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent est principalement attribuable à l'apport des centrales du Chili à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021 et de l'acquisition de Licán réalisée le 3 août 2021. Cette augmentation s'explique également par la hausse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique, qui découle essentiellement de la hausse des produits du fait de l'accroissement de la production, ce qui s'explique par les données moins élevées de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro à cinq centrales. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par l'apport moins élevé de certaines centrales hydroélectriques du Québec, qui s'explique par la diminution des produits attribuable à l'effet combiné de la baisse de la production, des prix de vente moins élevés et de la hausse des charges d'exploitation de certaines centrales. L'augmentation de la **marge du BAIIA ajusté**, qui est passée de 77,1 % à 77,4 %, s'explique surtout par la hausse des produits tirés des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, contrebalancée en partie par la baisse des produits générés par les centrales du Québec et par l'augmentation de la pondération des centrales au Chili, dont les marges sont plus faibles, à la suite des récentes acquisitions.

L'apport des centrales hydroélectriques des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAIIA ajusté proportionnel** s'élève à 33,5 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, comparativement à un apport de 39,5 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, du fait essentiellement de l'apport moins élevé des centrales au Chili, leurs résultats étant désormais inclus dans le BAIIA ajusté, par suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021, et de l'apport moins élevé des centrales en Colombie-Britannique, qui s'explique par la baisse des prix de vente moyens. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'apport plus élevé de la centrale Jimmie Creek, en raison de la hausse des produits attribuable à la production accrue, ce qui s'explique par les données moins élevées de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro.

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre				
	2021	2020	Variation	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ²	2021 Normalisé	2020	Variation
Secteur de la production éolienne								
Production (MWh)	980 344	902 712	9 %	3 304 732	—	3 304 732	3 190 928	4 %
PMLT (MWh)	1 024 347	905 533	13 %	3 503 914	—	3 503 914	3 200 496	9 %
Produits (en M\$)	70 678	67 726	4 %	259 506	(16 801)	242 705	235 325	3 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	45 582	48 431	(6) %	202 841	(16 801)	186 040	185 287	— %
Marge du BAIIA ajusté ¹	64,5 %	71,5 %		78,2 %	(9,2) %	76,7 %	78,7 %	
PROPORTIONNEL¹								
Production proportionnelle (MWh)	1 008 346	1 081 146	(7) %	3 578 835	—	3 578 835	3 857 814	(7) %
Produits proportionnels (en M\$)	84 603	87 887	(4) %	352 857	(57 107)	295 750	308 754	(4) %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	58 620	64 664	(9) %	291 234	(57 107)	234 127	248 098	(6) %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	69,3 %	73,6 %		82,5 %	(10,1) %	79,2 %	80,4 %	

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 neuf mois close le 30 septembre 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, le **BAIIA ajusté** du secteur de la production éolienne a diminué de 6 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à l'apport moins élevé des parcs éoliens au Québec, en raison de l'effet combiné de la diminution des produits attribuable à la baisse de la production et de la hausse des charges d'exploitation, et du parc éolien Foard City, en raison de l'effet combiné de la réduction des produits attribuable au recul de la production et des prix de vente moyens moins élevés. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par la mise en service du parc éolien Griffin Trail le 26 juillet 2021 et par la hausse de l'apport des parcs éoliens en France, en raison de la hausse des produits attribuable à l'accroissement de la production. La **marge du BAIIA ajusté** a diminué, passant de 71,5 % à 64,5 %. Cette diminution s'explique par l'effet combiné de la baisse des produits attribuable au recul de la production et de la hausse des charges d'exploitation des parcs éoliens du Québec.

L'apport des parcs éoliens des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAIIA ajusté proportionnel** s'est chiffré à 2,3 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, par rapport à un apport de 3,0 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas. La diminution s'explique aussi par la baisse de l'apport du parc éolien Viger-Denonville au Québec découlant de la réduction des produits en raison du recul de la production.

L'apport des **CIP proportionnels** générés par les parcs éoliens s'est chiffré à 10,7 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, contre un apport de 13,2 M\$ pour le même trimestre de l'exercice précédent. Cette diminution est surtout attribuable à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas, et aux CIP moins élevés obtenus du parc éolien Foard City en raison de la baisse de la production. Cette diminution a été partiellement compensée par les CIP obtenus du parc éolien Griffin Trail après sa mise en service le 26 juillet 2021.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, le **BAlIA ajusté** du secteur de la production éolienne, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, est demeuré stable par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, s'établissant à 186,0 M\$, ce qui s'explique surtout par l'acquisition de Mountain Air en Idaho réalisée le 15 juillet 2020 et par l'apport du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service le 26 juillet 2021. Ces facteurs ont été contrebalancés par la baisse de l'apport des parcs éoliens au Québec, du fait de la diminution des produits attribuable au recul de la production et de l'augmentation des charges d'exploitation, et par l'apport moins élevé des parcs éoliens en France, compte tenu de la baisse des produits découlant du recul de la production de certains d'entre eux. La **marge du BAlIA ajusté** normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a diminué, passant de 78,7 % à 76,7 %. Cette diminution s'explique par la baisse des produits des parcs éoliens au Québec et en France.

L'apport des parcs éoliens des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAlIA ajusté proportionnel**, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, sur une base normalisée, s'est chiffré à 10,5 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, par rapport à un apport de 12,0 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas. La diminution s'explique également par la baisse de l'apport du parc éolien Dokie en Colombie-Britannique découlant de l'effet combiné de la baisse des produits attribuable aux prix de vente moins élevés et de l'augmentation des charges d'exploitation.

L'apport des **CIP proportionnels** générés par les parcs éoliens s'est chiffré à 37,6 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, contre un apport de 50,8 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette diminution est essentiellement attribuable à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top depuis le 1er avril 2021, 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, à la suite des événements de février 2021 au Texas et des CIP moins élevés obtenus du parc éolien Foard City en raison de la baisse de la production. Cette diminution a été partiellement compensée par les CIP obtenus du parc éolien Griffin Trail après sa mise en service le 26 juillet 2021.

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre				
	2021	2020	Variation	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ²	2021 Normalisé	2020	Variation
Secteur de la production solaire								
Production (MWh)	376 443	250 416	50 %	853 796	—	853 796	605 558	41 %
PMLT (MWh)	404 765	270 448	50 %	986 076	—	986 076	687 583	43 %
Produits (en M\$)	35 472	18 755	89 %	104 404	(38 166)	66 238	40 798	62 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	29 777	14 034	112 %	93 295	(38 166)	55 129	31 079	77 %
Marge du BAIIA ajusté ¹	83,9 %	74,8 %		89,4 %	(10,4) %	83,2 %	76,2 %	
PROPORTIONNEL¹								
Production proportionnelle (MWh)	376 443	253 635	48 %	859 336	—	859 336	614 843	40 %
Produits proportionnels (en M\$)	35 472	19 158	85 %	105 289	(38 166)	67 123	42 218	59 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	29 777	14 308	108 %	93 849	(38 166)	55 683	31 915	74 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	83,9 %	74,7 %		89,1 %	(10,3) %	83,0 %	75,6 %	

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

2. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, le **BAIIA ajusté** du secteur de la production solaire a augmenté de 112 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable aux dommages-intérêts exigibles de l'entrepreneur en IAC pour la perte de produits causée par les retards dans la mise en service du parc solaire Hillcrest, à la hausse des prix de vente du parc solaire Salvador 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. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par l'apport moins élevé du parc solaire Phoebe découlant de la baisse des produits attribuable aux prix de vente moyens moins élevés. L'augmentation de la **marge du BAIIA ajusté**, de 74,8 % à 83,9 %, s'explique surtout par l'apport des parcs solaires Hillcrest et Salvador.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, le **BAIIA ajusté** normalisé du secteur de la production solaire, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a augmenté de 77 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable aux dommages-intérêts exigibles de l'entrepreneur en IAC pour la perte de produits causée par les retards dans la mise en service du parc solaire Hillcrest et à l'apport de l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020. L'augmentation de la **marge du BAIIA ajusté** normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, de 76,2 % à 83,2 %, s'explique surtout par l'apport du parc solaire Hillcrest et la hausse des prix de vente du parc solaire Salvador.

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

Perte nette de 23,5 M\$ (perte de base et diluée de 0,10 \$ par action) pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, comparativement à un bénéfice net de 7,5 M\$ (bénéfice de base et dilué de 0,06 \$ par action) pour la période correspondante de 2020.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire expliquée précédemment, la diminution de 31,0 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par :

- la comptabilisation de **charges de dépréciation** liées au parc solaire Phoebe au Texas et à une participation minoritaire en France, qui ont totalisé respectivement 24,7 M\$ et 5,9 M\$;
- une augmentation de 10,2 M\$ de la charge d'impôt, laquelle est essentiellement attribuable aux **attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal**, à savoir l'amortissement fiscal accéléré et les CIP du parc éolien Griffin Trail;
- une variation défavorable de 15,6 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**, comparativement à la période correspondante de 2020;
- une augmentation de 6,4 M\$ des **charges financières, surtout liée au parc éolien Griffin Trail** à la suite de sa mise en service au troisième trimestre, et une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 17,1 M\$ 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.

Perte nette de 191,1 M\$ (perte de base et diluée de 1,09 \$ par action) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, comparativement à une perte nette de 41,0 M\$ (perte de base et diluée de 0,29 \$ par action) pour la période correspondante de 2020.

Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question plus haut, l'augmentation de 150,1 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- les **événements de février 2021 au Texas**, qui ont entraîné une incidence défavorable nette de 81,3 M\$ (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information);
- la comptabilisation de **charges de dépréciation par l'entremise de la quote-part de la perte des installations en coentreprise Flat Top et Shannon de la Société** de respectivement 53,8 M\$ et 58,8 M\$, pour un total de 112,6 M\$;
- la comptabilisation de **charges de dépréciation** liées au parc solaire Phoebe au Texas en raison des frais d'engorgement moins élevés que prévu, à la participation détenue précédemment dans Energía Llaima compte tenu du prix d'achat de la participation restante, et à une participation minoritaire en France, qui ont totalisé respectivement 24,7 M\$, 6,3 M\$ et 5,9 M\$;
- une variation défavorable de 21,5 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**, comparativement à la période correspondante de 2020;
- une augmentation de 9,1 M\$ des **charges financières, surtout liée au parc éolien Griffin Trail**, à la suite de sa mise en service au troisième trimestre, et une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro;
- une augmentation de 7,8 M\$ des **amortissements, attribuable principalement aux acquisitions de Mountain Air et de Salvador**;
- une diminution de 3,5 M\$ des **autres produits principalement attribuable à une diminution des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc solaire Phoebe**, qui a principalement trait à la baisse de l'amortissement fiscal, lequel a été surtout comptabilisé au cours des deux premières années d'exploitation, compensée en partie par **les crédits d'impôt sur la production et les 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.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une variation favorable de 13,7 M\$ de la **partie réalisée des instruments financiers se rapportant surtout à la couverture de base de Phoebe**, par rapport à la période correspondante de 2020;
- une augmentation de 74,9 M\$ du **recouvrement d'impôt**, en raison essentiellement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas et de la reprise des passifs d'impôt différé liés aux installations en coentreprise Flat Top et Shannon, 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, facteurs compensés en partie par les **attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal**, à savoir l'amortissement fiscal accéléré et les CIP du parc éolien Griffin Trail.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Bénéfice net ajusté

Le bénéfice net ajusté 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. Le bénéfice net ajusté 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 au « bénéfice net ajusté » 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, événements spécifiques inhabituels ou non récurrents comme les événements de février 2021 au Texas, charge (recouvrement) d'impôt liée à ces éléments, et quote-part de la perte 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 du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) (se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour obtenir un rapprochement avec le compte consolidé de résultat) :

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits	184 564	162 651	489 853	445 280
Charges :				
Charges d'exploitation	45 395	37 040	106 551	94 932
Frais généraux et administratifs	11 512	12 388	32 285	32 969
Charges liées aux projets potentiels	5 135	4 699	17 658	13 100
BAlIA ajusté	122 522	108 524	333 359	304 279
Charges financières	66 519	60 122	184 838	175 700
Autres produits, montant net	(32 694)	(15 970)	(53 175)	(56 670)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	59 838	59 368	177 892	170 061
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(14 070)	(17 078)	(12 151)	(8 817)
Perte réalisée (profit réalisé) sur les couvertures du prix de l'électricité	1 139	(2 447)	1 230	(7 414)
Charge d'impôt sur le résultat	29 885	11 153	31 702	22 100
Bénéfice net ajusté¹	11 905	13 376	3 023	9 319

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

Bénéfice net ajusté de 11,9 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, comparativement à un bénéfice net ajusté de 13,4 M\$ pour la période correspondante de 2020

La diminution de 1,5 M\$ du bénéfice net ajusté s'explique par :

- une augmentation de 18,7 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement des **attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal**, à savoir l'amortissement fiscal accéléré et les CIP du parc éolien Griffin Trail;
- une augmentation de 6,4 M\$ des **charges financières se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail** à la suite de sa mise en service au troisième trimestre, et une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question plus haut;
- une augmentation de 16,7 M\$ 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.

Bénéfice net ajusté de 3,0 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, comparativement à un bénéfice net ajusté de 9,3 M\$ pour la période correspondante de 2020

La diminution de 6,3 M\$ du bénéfice net ajusté s'explique surtout par :

- une augmentation de 9,6 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement des **attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal**, à savoir l'amortissement fiscal accéléré et les CIP du parc éolien Griffin Trail;
- une augmentation de 9,1 M\$ des **charges financières se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail** à la suite de sa mise en service au troisième trimestre, et une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro;
- une augmentation de 7,8 M\$ des **amortissements, attribuable principalement aux acquisitions de Mountain Air et de Salvador**;
- une variation défavorable de 8,6 M\$ de la **partie réalisée des couvertures du prix de l'électricité** par rapport à la période correspondante de 2020;
- une diminution de 3,5 M\$ des **autres produits principalement attribuable à une baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc solaire Phoebe**, qui a principalement trait à la baisse de l'amortissement fiscal accéléré, lequel a été principalement comptabilisé au cours des deux premières années d'exploitation, compensée en partie par les **crédits d'impôt sur la production et les 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.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question plus haut.

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

Attribution d'une perte de 7,1 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, comparativement à l'attribution d'une perte de 4,2 M\$ pour la période correspondante de 2020

L'augmentation de 2,8 M\$ de la perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021 s'explique essentiellement par l'interruption temporaire des activités de la centrale Kwoiek Creek attribuable aux feux de forêt qui ont endommagé sa ligne de transport.

Attribution d'une perte de 1,7 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 3,5 M\$ pour la période correspondante de 2020

La diminution de 5,2 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 s'explique essentiellement 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;
- l'interruption temporaire des activités de la centrale Kwoiek Creek attribuable aux feux de forêt qui ont endommagé sa ligne de transport.

Ces facteurs ont été partiellement compensés par :

- une hausse contractuelle du pourcentage des attributions aux participations ne donnant pas le contrôle de Mesgi'g Uju's'n;
- le bénéfice attribué aux participations ne donnant pas le contrôle de Mountain Air à la suite de son acquisition au troisième trimestre de 2020.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Structure du capital

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

	Au 30 septembre 2021	Au 31 décembre 2020
Capitaux propres¹		
Actions ordinaires ²	3 913 697	4 778 325
Actions privilégiées ³	110 710	99 364
Participations ne donnant pas le contrôle	57 991	62 078
	4 082 398	4 939 767
Prêts et emprunts à long terme¹		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	277 732	182 996
Autres dettes de la Société	150 000	266 627
Dettes au niveau des projets	3 737 449	3 839 799
Financement par participation au partage fiscal	465 272	315 958
Débetures convertibles	279 653	280 075
Frais de financement différés	(65 335)	(71 574)
	4 844 771	4 813 881
	8 927 169	9 753 648

1. Les actions ordinaires et privilégiées sont présentées à leur valeur de marché aux 30 septembre 2021 et 31 décembre 2020, tandis que les participations ne donnant pas le contrôle et les prêts et emprunts à long terme sont présentés à leur valeur comptable.

2. Correspond au nombre d'actions ordinaires en circulation aux 30 septembre 2021 et 31 décembre 2020, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 20,30 \$ (27,37 \$ en 2020).

3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation aux 30 septembre 2021 et 31 décembre 2020, multiplié par le cours des actions privilégiées de série A et de série C en vigueur à la clôture du marché, soit 17,65 \$ et 25,35 \$, respectivement (14,46 \$ et 25,10 \$, respectivement, en 2020).

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

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

La juste valeur des actions ordinaires a principalement subi l'incidence des émissions d'actions par suite des acquisitions, de l'appel public à l'épargne et du placement privé d'Hydro-Québec (se reporter à la rubrique « Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information), ce qui a été partiellement contrebalancé par la variation défavorable nette des cours des actions. La structure des actions privilégiées est demeurée stable par rapport au 31 décembre 2020. La juste valeur a donc principalement subi l'incidence de la variation favorable nette des cours des actions privilégiées. La diminution des participations ne donnant pas le contrôle s'explique par les distributions versées en surplus du bénéfice attribué aux participations ne donnant pas le contrôle. L'augmentation des prêts et emprunts à long terme est attribuable surtout aux prélèvements nets effectués essentiellement pour la construction des projets Hillcrest et Griffin Trail, contrebalancés en partie par l'appréciation du dollar canadien.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 4,68 % au 30 septembre 2021 (4,50 % au 31 décembre 2020).

Conventions de crédit – conditions financières et non financières significatives

Au 30 septembre 2021, sauf indication contraire, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de ces filiales de virer des fonds à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

Les installations Montjean et Theil-Rabier ne respectaient pas leurs ratios de couverture de la dette cibles respectifs au 31 décembre 2020, ce qui a déclenché un défaut de leur convention de crédit respective. Cette situation est imputable à des incidents impliquant deux pales, qui ont provoqué des interruptions d'activité des installations Montjean et Theil-Rabier pendant une longue période, suivies de plusieurs restrictions de production. En juillet 2021, les prêteurs ont renoncé à leur droit de demander le remboursement relatif au non-respect des ratios de couverture de la dette minimaux au 31 décembre 2020.

Au 30 septembre 2021, le parc solaire Phoebe s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit. La tranche de 103,2 M\$ US (131,5 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. Un dialogue permanent est établi et des rapports sont fournis aux prêteurs du parc jusqu'à ce que cette situation soit résolue.

La centrale Duquenco s'est trouvée en situation de défaut 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 109,9 M\$ US (140,0 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. Des négociations sont en cours pour résoudre cette situation.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Participation au partage fiscal

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

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

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

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

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

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

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF	Placement des IPF (M\$)	Génération annuelle attendue des CIP ³ (M\$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel attendu ⁴ (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 ^{1,2}	2019	2029	372,7	41,5	4,5	99,00 %	5,00 %
Griffin Trail ^{1,2}	2021	2031	210,6	26,5	4,7	82,50 %	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 2021.
2. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les IPF dans Shannon, Flat Top et Foard City, Alterra, une filiale d'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 25 \$ US/MWh généré pour la période allant de la date de mise en service au point de basculement, convertis en dollars canadiens à un taux de 1,2741. La génération des CIP variera en fonction de la production réelle.
4. L'estimation de l'apport de paiements à l'utilisation annuel moyen est fondée sur les CIP générés sur la PMLT brute estimée pour chaque exercice allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,2741. L'apport de paiements à l'utilisation sera obtenu en fonction de la production réelle dépassant un certain seuil annuel, sous réserve d'un maximum cumulatif contractuel.

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

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux parcs éoliens et solaires de recevoir un crédit d'impôt fédéral unique, calculé en fonction des coûts en capital des installations. Les projets dont la construction a commencé en 2019 sont admissibles à des CII de 30 %. Les crédits diminueront ensuite à 26 % pour les projets dont la construction a commencé en 2021 et en 2022, puis à 22 % en 2023 et à 10 % par la suite.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF	Placement des IPF (M\$)	Attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII entre les IPF (avant le point de basculement)	Attribution privilégiée des distributions en trésorerie entre les IPF (avant le point de basculement)
Phoebe ^{1,2,3,7}	2019	À l'étude ⁷	244,3	67,00 %	10,62 % en sus de la distribution prioritaire
Hillcrest ^{1,4,5,6}	2021	2028	29,8	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 l'IPF 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 89,7 M\$ US (114,2 M\$) doit être reçu lors de la mise en service du projet.
5. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII d'Hillcrest à l'IPF est de 99,00 %. Du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'IPF sera de 67,00 %, puis de 5,00 % par la suite.
6. Les montants des distributions en trésorerie d'Hillcrest à l'IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat des IPF. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués aux taux de 4,23 % à l'IPF, jusqu'à la date du point de basculement.
7. En raison des conséquences financières défavorables engendrées par les événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information), la Société évalue actuellement les répercussions sur les dates du point de basculement des IPF de ses installations au Texas faisant l'objet de couvertures du prix de l'électricité.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Situation financière

Aux	30 septembre 2021	31 décembre 2020
ACTIFS		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	175 050	161 465
Liquidités soumises à restrictions	70 555	67 477
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	89 345	106 353
Autres actifs courants	167 978	117 157
Total des actifs courants	502 928	452 452
Actifs non courants		
Immobilisations corporelles	5 367 171	5 053 125
Immobilisations incorporelles	902 400	919 323
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	137 370	446 837
Goodwill	74 325	75 932
Autres actifs non courants	260 410	206 563
Total des actifs non courants	6 741 676	6 701 780
Total des actifs	7 244 604	7 154 232
PASSIFS		
Passifs courants		
	909 020	1 036 730
Passifs non courants		
Prêts et emprunts à long terme	4 236 492	4 046 714
Autres passifs non courants	909 694	999 856
Total des passifs non courants	5 146 186	5 046 570
Total des passifs	6 055 206	6 083 300
CAPITAUX PROPRES		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 131 407	1 008 854
Participations ne donnant pas le contrôle	57 991	62 078
Total des capitaux propres	1 189 398	1 070 932
	7 244 604	7 154 232

Éléments du fonds de roulement

Au 30 septembre 2021, le fonds de roulement était négatif de 406,1 M\$, comparativement à un fonds de roulement négatif de 584,3 M\$ en 2020, ce qui s'explique surtout par ce qui suit.

- Les actifs courants s'élevaient à 502,9 M\$ au 30 septembre 2021, en hausse de 50,5 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison essentiellement d'une augmentation de 36,8 M\$ des débiteurs attribuable à la hausse des produits, laquelle découle de l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques. L'augmentation s'explique également par les débiteurs acquis dans le cadre des acquisitions d'entreprises.
- Les passifs courants s'élevaient à 909,0 M\$ au 30 septembre 2021, en baisse de 127,7 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison essentiellement d'une baisse de 159,2 M\$ de la partie courante des prêts et emprunts à long terme, qui a principalement trait à la correction des cas de défaut des conventions de crédit respectives de Mesgi'g Ugnu's'n et de Mountain Air, contrebalancée en partie par le classement de l'emprunt lié au projet Phoebe dans la partie courante à la suite du défaut de sa convention de crédit au 30 septembre 2021, et le classement de la centrale Duquenco dans la partie courante en raison du défaut de sa convention de crédit à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energia 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.

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

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins, compte tenu du fait qu'un montant total de 271,5 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 30 septembre 2021, sur les 700,0 M\$ à sa disposition sur les facilités de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 277,7 M\$ à titre d'avances de fonds, et 61,4 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 360,9 M\$.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 6 741,7 M\$ au 30 septembre 2021, en hausse de 39,9 M\$ comparativement au 31 décembre 2020. L'augmentation est principalement attribuable aux acquisitions d'Energía Llaima et de Licán au troisième trimestre de 2021. De plus, les activités de construction, liées principalement aux installations Hillcrest et Griffin Trail, ont fait augmenter les immobilisations corporelles d'un montant total de 192,4 M\$, déduction faite des CII recouvrables déduits des coûts de construction d'Hillcrest. Par ailleurs, l'augmentation des autres actifs non courants s'explique par le produit tiré d'une lettre de crédit de 19,6 M\$ dont la Société s'est prévalu à la suite de la faillite du prestataire de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes de Mesgi'g' Ugju's'n. Le produit sera utilisé ultérieurement pour pallier les obligations de prestation non satisfaites en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

Ces éléments ont été partiellement compensés par une charge de dépréciation de 24,7 M\$ liée au parc solaire Phoebe au Texas, qui reflète des frais d'engorgement plus élevés que prévu, l'appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro, des amortissements de 177,9 M\$ et une diminution des participations dans des coentreprises et des entreprises associées de la Société. La diminution des participations dans des coentreprises et des entreprises associées s'explique principalement par l'incidence des événements de février 2021 au Texas sur les installations en coentreprise Flat Top et Shannon, pour une quote-part de la perte totale de 64,2 M\$ pour Innergex, par les charges de dépréciation de respectivement 53,8 M\$ et 58,8 M\$ comptabilisées par les installations Flat Top et Shannon, et par l'acquisition de la participation restante dans Energía Llaima, qui était présentée auparavant comme une participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 5 146,2 M\$ au 30 septembre 2021, en hausse de 99,6 M\$ comparativement au 31 décembre 2020. L'augmentation est essentiellement attribuable aux acquisitions d'Energía Llaima et de Licán au troisième trimestre de 2021. De plus, le reclassement des emprunts liés aux projets dans la partie non courante à la suite de la correction des cas de défaut des conventions de crédit de Mesgi'g' Ugju's'n, de Montjean/Theil-Rabier et de Mountain Air a contribué à l'augmentation de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme, tout comme les prélèvements nets effectués pour la construction du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail. Par ailleurs, l'augmentation des autres passifs s'explique par le produit tiré d'une lettre de crédit de 19,6 M\$ dont la Société s'est prévalu à la suite de la faillite d'un prestataire de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes à Mesgi'g' Ugju's'n.

Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par l'appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro, les remboursements prévus de capital, le classement de l'emprunt lié au projet Phoebe et de l'emprunt lié au projet Duquenco dans la partie courante (se reporter à la rubrique « Structure du capital » du présent rapport de gestion pour plus d'information) et le produit reçu du placement public d'actions ordinaires et du placement privé d'Hydro-Québec, qui a été affecté à la facilité de crédit renouvelable.

Capitaux propres

Au 30 septembre 2021, les capitaux propres ont augmenté de 118,5 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2020, principalement en raison des émissions par suite des acquisitions, de l'appel public à l'épargne et du placement privé 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 de la perte globale de 133,1 M\$, des dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées de 101,8 M\$ et des distributions de 13,3 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 passif net de 95,6 M\$ au 30 septembre 2021, contre un passif net de 151,0 M\$ au 31 décembre 2020. La variation favorable de la juste valeur latente est principalement attribuable aux dérivés de couverture du taux d'intérêt, qui ont été avantagés par une augmentation des courbes de taux d'intérêt et par la couverture de base de Phoebe, en raison surtout d'une diminution du différentiel de base estimatif et de l'écoulement du temps. 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

Événements de février 2021 au Texas

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

Phoebe

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

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 projet¹, déduction faite de l'électricité impayée vendue par le projet durant le processus de négociation.

1. Les projets d'énergie renouvelable qui vendent de l'électricité dans le cadre d'une structure de couverture du prix de l'électricité sont exposés à un risque de décalage principalement attribuable 1) au risque lié au volume ou au risque de non-concordance, qui représente le risque d'une insuffisance de l'énergie réellement produite par rapport à la quantité horaire contractuelle, et 2) au risque de base, qui représente le risque de différentiel de prix entre les prix du réseau et les prix au point d'injection par MWh d'électricité prévus aux contrats. Pour couvrir les décalages défavorables temporaires, les contreparties fournissent aux projets un compte de suivi, soit un prêt de fonds de roulement qui est remboursé avec des décalages favorables ultérieurs ou des paiements en trésorerie.

Flat Top et Shannon

En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité de Flat Top et de Shannon en février, laquelle a été rejetée par le destinataire. Afin de conserver les droits de la Société et de ses partenaires relativement aux installations Flat Top et Shannon, des procédures judiciaires ont été engagées le 21 avril 2021. Le 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.

Compte tenu de son interprétation des informations actuellement disponibles et compte tenu du fait que les projets sont sans recours pour la Société, les risques financiers de la Société sont limités aux incidences hors trésorerie sur la reprise potentielle des écarts de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global relativement à ces deux projets. Au 30 septembre 2021, la valeur comptable des placements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon était de néant, à la suite de la comptabilisation par la Société de charges de dépréciation respectives de 53,8 M\$ et de 58,8 M\$ par l'entremise de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021. En outre, au 30 septembre 2021, 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 des recouvrements d'impôt différé respectifs de 24,4 M\$ et de 15,1 M\$ lors du reclassement des actifs et passifs des projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente au cours de la période close le 30 juin 2021.

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

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

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3,2 M\$ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. La Société a comptabilisé un montant à recevoir de 3,2 M\$ au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant équivalant au montant à recevoir comptabilisé, représentant le capital de 3,2 M\$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe d'Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. Une décision a été rendue le 9 février 2021 par la Cour suprême de la Colombie-Britannique, qui a conclu que la décision de l'Environmental Appeal Board était raisonnable et a donc rejeté la requête du contrôleur des droits d'utilisation de l'eau. En mars 2021, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a informé la Société qu'il ferait appel de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé les documents d'appel le 21 juin 2021. L'audience devant la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a eu lieu à Vancouver les 21 et 22 octobre 2021. La décision de la Cour d'appel devrait être rendue dans un délai de 60 à 90 jours suivant l'audience.

Avis de réduction de BC Hydro

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

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

Innergex conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve et cherche à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent à 12,5 M\$ (14,2 M\$ sur la base des produits proportionnels¹).

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

Arrangements hors bilan

Au 30 septembre 2021, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 241,3 M\$, y compris un montant de 61,4 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 64,3 M\$ en vue principalement de garantir les activités de certains projets potentiels. Les garanties de société ont également servi à soutenir les instruments de couverture à long terme de ses activités en France et la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

Les investisseurs participant au partage fiscal dans les projets aux États-Unis exigent généralement des garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Shannon, Flat Top, Kokomo, Spartan, Foard City, Phoebe, Hillcrest, Griffin Trail et Mountain Air, Alterra Power Corp., une filiale d'Innergex, a accordé des garanties sur le financement de ces investissements pour indemniser les investisseurs en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives ou de tout autre événement. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des éléments qui relèvent essentiellement de son contrôle et dont la survenue est très peu probable. En ce qui a trait au parc solaire Phoebe, Alterra a fourni 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2021	2020	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ¹	2021 Normalisé	2020
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION						
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	80 052	64 912	189 661	17 093	206 754	157 416
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT						
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	6 348	118 382	47 849	—	47 849	394 497
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT						
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(66 421)	(252 890)	(220 971)	—	(220 971)	(555 805)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	1 426	(3 022)	(2 954)	—	(2 954)	4 028
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	21 405	(72 618)	13 585	17 093	30 678	136
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	153 645	228 978	161 465	—	161 465	156 224
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période	175 050	156 360	175 050	17 093	192 143	156 360

1. 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 30 septembre 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 80,1 M\$, contre 64,9 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation s'explique principalement par l'apport des installations d'Energía Llaima et de la centrale Licán aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation à la suite de leur acquisition au troisième trimestre de 2021, ainsi que par la mise en service du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 189,7 M\$, contre 157,4 M\$ pour la même période l'an dernier. Les événements de février 2021 au Texas ont contribué à hauteur de 17,1 M\$ à la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, l'augmentation est principalement attribuable à une variation favorable de 20,8 M\$ de la perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe, à l'augmentation des produits des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, qui s'explique par les données moins élevées de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro à cinq centrales, à l'apport des installations Salvador et Mountain Air à la suite de leur acquisition aux deuxième et troisième trimestres de 2020, respectivement, à la mise en service du parc solaire Hillcrest ainsi qu'à l'apport des installations d'Energía Llaima et de la centrale Licán à la suite de leur acquisition au troisième trimestre de 2021.

Entrées de trésorerie liées aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 6,3 M\$, par rapport à 118,4 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est principalement attribuable aux remboursements nets sur les prêts et emprunts à long terme totalisant 224,8 M\$ en 2021, qui ont surtout trait aux remboursements effectués au moyen des produits de respectivement 195,0 M\$ et 75,3 M\$ tirés du placement public d'actions ordinaires et du placement privé d'Hydro-Québec, contrebalancés en partie par les prélèvements nets effectués pour la construction du parc éolien Griffin Trail. Ces chiffres se comparent aux prélèvements nets de 153,1 M\$ en 2020, qui avaient surtout trait à la construction de Hillcrest et à l'acquisition de Mountain Air. Les remboursements nets des prêts et emprunts à long terme ont été compensés par le produit reçu du placement public d'actions ordinaires et du placement privé d'Hydro-Québec (néant au cours du trimestre correspondant de 2020).

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 47,8 M\$, par rapport à 394,5 M\$ pour la même période l'an dernier.

Cette diminution est principalement attribuable aux entrées de trésorerie de 658,4 M\$ liées au placement privé d'Hydro-Québec l'an dernier, comparativement aux produits de respectivement 195,0 M\$ et 75,3 M\$ tirés du placement public d'actions ordinaires et du placement privé d'Hydro-Québec.

La diminution s'explique aussi par le remboursement de prêts et emprunts à long terme totalisant 99,2 M\$ en 2021, qui a surtout trait aux remboursements effectués à partir des produits tirés du placement public d'actions ordinaires et du placement privé d'Hydro-Québec, contrebalancés en partie par les prélèvements nets effectués pour la construction du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail. Ces chiffres se comparent à un remboursement net de 151,0 M\$ en 2020, qui découle essentiellement du remboursement de la facilité de crédit à terme renouvelable.

Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2021, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 66,4 M\$, par rapport à 252,9 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution s'explique principalement par une baisse des ajouts aux immobilisations corporelles et aux frais de développement liés aux projets, en raison essentiellement du calendrier et de l'état de progression des activités de construction, et par un apport en trésorerie plus élevé versé pour l'acquisition de Salvador en 2020 que pour l'acquisition de Licán en 2021, alors que l'acquisition d'Energía Llaima a été entièrement financée par des capitaux propres.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 221,0 M\$, par rapport à 555,8 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution s'explique principalement par l'apport en trésorerie plus élevé versé pour les acquisitions de Salvador et de Mountain Air en 2020 que pour l'acquisition de Licán en 2021, tandis que l'acquisition d'Energía Llaima a été entièrement financée par des capitaux propres. La variation est aussi attribuable à une diminution des ajouts aux immobilisations corporelles et aux frais de développement liés aux projets, en raison essentiellement du calendrier et de l'état de progression des activités de construction.

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

Calcul des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution ¹	Périodes de douze mois closes les 30 septembre			
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ⁴	2021 Normalisé	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	267 354	17 093	284 447	229 152
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>				
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(2 754)	—	(2 754)	(4 510)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(5 455)	—	(5 455)	(3 428)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(155 072)	—	(155 072)	(144 261)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(13 787)	—	(13 787)	(11 617)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 710)	—	(5 710)	(5 942)
<i>Ajouter (déduire) les éléments non récurrents suivants :</i>				
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	3 568	—	3 568	—
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	2 885	—	2 885	4 145
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées (Profit réalisé) ³ perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe ³	(1 458)	(1 304)	(2 762)	31 150
Flux de trésorerie disponibles⁴	91 211	15 789	107 000	95 612
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	129 005	—	129 005	118 514
Ratio de distribution⁴	141 %	(20)%	121 %	124 %
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>				
Charges liées aux projets potentiels			21 266	15 340
Flux de trésorerie disponibles ajustés			128 266	110 952
Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD			123 266	113 084
Ratio de distribution ajusté			96 %	102 %

1. Les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».
2. La portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle elles sont générées.
3. Compte tenu de leur occurrence limitée (sur la période contractuelle résiduelle de 3 mois), les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe sont réputés ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.
4. Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2021, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 91,2 M\$. Compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'information), la Société a généré des flux de trésorerie disponibles normalisés de 107,0 M\$, comparativement à 95,6 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie disponibles normalisés ont augmenté de 8,4 M\$ par rapport à la période de douze mois 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 de Salvador et de Mountain Air réalisées à la mi-2020, d'Energía Llaima et de Licán réalisées au troisième trimestre de 2021 et du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail, lesquels ont commencé à produire de l'électricité au cours du deuxième trimestre de 2021;
- de la diminution des paiements d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec au premier trimestre de 2020 et au troisième trimestre de 2021 ainsi que de la baisse des paiements d'intérêts liés aux prêts d'Alterra, lesquels ont été remboursés en totalité en janvier 2021;
- de l'augmentation des produits générés par les installations touchées par la réduction imposée par BC Hydro en raison de la pandémie de COVID-19, laquelle a surtout eu une incidence sur le deuxième trimestre de 2020;
- d'une augmentation des distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées, découlant surtout d'une distribution reçue d'Energía Llaima au deuxième trimestre de 2021.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- la hausse des remboursements de capital sur la dette découlant de l'acquisition de Mountain Air au troisième trimestre de 2020 et de l'acquisition d'Energía Llaima au troisième trimestre de 2021;
- l'augmentation des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, du fait surtout de l'acquisition de Mountain Air;
- 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, par rapport à un écart favorable pour la période comparative.

Ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2021, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 141 % des flux de trésorerie disponibles. Compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information) les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 121 % des flux de trésorerie disponibles normalisés, comparativement à 124 % pour la même période l'an dernier.

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

Titres de participation de la Société

	Aux		
	8 novembre 2021	30 septembre 2021	30 septembre 2020
Nombre d'actions ordinaires	192 804 589	192 792 970	174 495 317
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	148 023	148 023	150 000
Nombre de débetures convertibles à 4,65 %	142 056	142 056	143 750
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	265 570	265 570	266 143

À la clôture des marchés le 8 novembre 2021 et depuis le 30 septembre 2021, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à l'émission de 11 619 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 30 septembre 2021, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 30 septembre 2020 était attribuable à ce qui suit :

- l'émission de 4 048 215 actions ordinaires à la suite de l'acquisition d'Energía Llaima le 9 juillet 2021. Parallèlement à la clôture de l'acquisition, la Société a émis 1 148 050 actions ordinaires afin de permettre à Hydro-Québec de maintenir sa participation de 19,9 %;
- l'émission de 10 374 150 actions ordinaires à la suite de la convention conclue avec un syndicat de preneurs fermes le 23 août 2021. Parallèlement à cette convention, la Société a émis 2 581 000 actions ordinaires afin de permettre à Hydro-Québec de maintenir sa participation de 19,9 %;
- la conversion d'une partie des débetures convertibles à 4,65 % en 73 969 actions ordinaires et la conversion d'une partie des débetures convertibles à 4,75 % en 98 850 actions ordinaires;
- l'émission de 10 194 actions ordinaires à la suite de l'exercice sans décaissement de 411 721 options;
- l'émission de 143 827 actions ordinaires en vertu du RRD.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- les 180 602 actions ordinaires achetées et annulées par la Société en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui a pris fin le 23 mai 2021, à un prix moyen de 18,90 \$ pour une contrepartie en trésorerie totale de 3,4 M\$.

Renouvellement de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités

La Société a reçu de la Bourse de Toronto (« TSX ») l'autorisation d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires (la « nouvelle offre »). Conformément à la nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,15 % des 174 692 091 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 11 mai 2021. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2021 et prendra fin le 23 mai 2022.

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 30 septembre	
	2021	2020
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	34 703	31 409
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,180
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	689	766
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (\$/action)	0,202750	0,225500
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C (\$/action)	0,359375	0,359375

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est attribuable aux émissions d'actions ordinaires par suite des acquisitions, de l'appel public à l'épargne et du placement privé d'Hydro-Québec, et à l'émission d'actions ordinaires en vertu du RRD.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 17 janvier 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
9 novembre 2021	31 décembre 2021	17 janvier 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. La quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, les produits proportionnels, le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté proportionnel, le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée), les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

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

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

Les références à la « quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent la participation d'Innergex dans les produits des coentreprises et entreprises associées. Les références aux « produits proportionnels » dans le présent document visent les produits, plus la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, 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 à la « quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent la participation d'Innergex dans le BAIIA ajusté des coentreprises et entreprises associées. Les références au « BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document visent le BAIIA ajusté, plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP, la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation.

Les références à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent document visent le BAIIA ajusté divisé par les produits. Les références à la « marge du BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document visent le BAIIA ajusté proportionnel divisé par les produits proportionnels.

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre						Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2021			2020			2021			2020		
	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté
Consolidé ¹	2 290 086	184 564	122 522	2 021 559	162 651	108 524	6 472 058	544 820	388 326	5 886 949	445 280	304 279
Quote-part des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :												
Hydroélectrique ³	220 557	23 471	20 378	267 937	30 521	26 402	425 491	43 040	33 518	453 660	49 982	39 472
Éolien ²	28 002	3 227	2 340	178 434	6 917	2 989	274 103	55 737	50 779	666 886	22 597	11 979
Solaire	—	—	—	3 219	403	274	5 540	885	554	9 285	1 420	836
	248 559	26 698	22 718	449 590	37 841	29 665	705 134	99 662	84 851	1 129 831	73 999	52 287
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :												
Foard City		7 241	7 241		8 229	8 229		28 123	28 123		31 281	31 281
Griffin Trail		3 457	3 457		—	—		3 457	3 457		—	—
Shannon (50 %) ²		—	—		2 054	2 054		2 767	2 767		8 486	8 486
Flat Top (51 %) ²		—	—		2 961	2 961		3 267	3 267		11 065	11 065
		10 698	10 698		13 244	13 244		37 614	37 614		50 832	50 832
Proportionnel	2 538 645	221 960	155 938	2 471 149	213 736	151 433	7 177 192	682 096	510 791	7 016 780	570 111	407 398
Marge du BAIIA ajusté			66,4 %			66,7 %			71,3 %			68,3 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel			70,3 %			70,9 %			74,9 %			71,5 %

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, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

3. Le 9 juillet 2021, Innergex a acquis la participation restante de 50 % dans Energía Llama et exerce donc un contrôle sur l'entreprise émettrice, ce qui a déclenché la consolidation et l'exclusion au même moment des résultats de la quote-part des coentreprises.

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits	184 564	162 651	544 820	445 280
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	26 698	37 841	99 662	73 999
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	10 698	13 244	37 614	50 832
Produits proportionnels	221 960	213 736	682 096	570 111
(Perte nette) bénéfice net	(23 464)	7 492	(191 137)	(41 005)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	21 741	11 508	(63 398)	11 540
Charges financières	66 519	60 122	184 838	175 700
Amortissements	59 838	59 368	177 892	170 061
Dépréciation d'actifs non courants	30 660	—	36 974	—
BAIIA	155 294	138 490	145 169	316 296
Autres produits, montant net	(33 827)	(16 725)	(55 056)	(58 250)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(14 311)	(11 382)	190 680	21 398
Variation de la juste valeur des instruments financiers	15 366	(1 859)	107 533	24 835
BAIIA ajusté	122 522	108 524	388 326	304 279
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	22 718	29 665	84 851	52 287
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	10 698	13 244	37 614	50 832
BAIIA ajusté proportionnel	155 938	151 433	510 791	407 398
Marge du BAIIA ajusté	66,4 %	66,7 %	71,3 %	68,3 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	70,3 %	70,9 %	74,9 %	71,5 %

Bénéfice net ajusté

Les références au « bénéfice net ajusté » 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, événements spécifiques inhabituels ou non récurrents comme les événements de février 2021 au Texas, charge d'impôt nette liée (recouvrement d'impôt net lié) à ces éléments, et quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées liée aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt sur le résultat qui s'y rapporte.

Le bénéfice net ajusté est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques. La comptabilisation des dérivés exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché. Lorsque la comptabilité de couverture n'est pas appliquée, les variations de la juste valeur des dérivés sont comptabilisées directement dans le bénéfice net (la perte nette). Ces variations latentes n'ont pas d'incidence immédiate sur la trésorerie, peuvent se résorber ou non au moment où les règlements se produisent et ne reflètent pas le modèle d'affaires de la Société à l'égard des dérivés, lesquels sont détenus pour leurs flux de trésorerie à long terme, pour toute la durée de vie d'un projet. En outre, la Société a recours à des contrats de change à terme pour couvrir sa participation nette dans ses filiales en France. La direction estime donc que les profits réalisés (les pertes réalisées) sur ces contrats ne sont pas représentatifs des activités d'Innergex.

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

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement du bénéfice net ajusté avec la mesure conforme aux IFRS qui s'y rapproche le plus :

Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
(Perte nette) bénéfice net	(23 464)	7 492	(191 137)	(41 005)
<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	(178)	4 850	20 603	23 655
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	15 572	(23)	34 253	12 796
Dépréciation d'actifs non courants	30 660	—	36 974	—
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	—	—	2 885	—
(Profit réalisé) perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(1 345)	611	(1 591)	19 453
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(1 133)	(755)	(1 881)	(1 580)
(Recouvrement d'impôt lié) charge d'impôt liée aux éléments ci-dessus	(8 207)	1 201	(89 678)	(4 000)
Bénéfice net ajusté	11 905	13 376	3 023	9 319

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement des ajustements du bénéfice net ajusté avec chaque poste du compte consolidé de résultat :

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre						Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2021			2020			2021			2020		
	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS
Produits	184 564	—	184 564	162 651	—	162 651	544 820	(54 967)	489 853	445 280	—	445 280
Charges d'exploitation	45 395	—	45 395	37 040	—	37 040	106 551	—	106 551	94 932	—	94 932
Frais généraux et administratifs	11 512	—	11 512	12 388	—	12 388	32 285	—	32 285	32 969	—	32 969
Charges liées aux projets potentiels	5 135	—	5 135	4 699	—	4 699	17 658	—	17 658	13 100	—	13 100
BAlIA ajusté	122 522	—	122 522	108 524	—	108 524	388 326	(54 967)	333 359	304 279	—	304 279
Charges financières	66 519	—	66 519	60 122	—	60 122	184 838	—	184 838	175 700	—	175 700
Autres produits, montant net	(33 827)	1 133	(32 694)	(16 725)	755	(15 970)	(55 056)	1 881	(53 175)	(58 250)	1 580	(56 670)
Amortissements	59 838	—	59 838	59 368	—	59 368	177 892	—	177 892	170 061	—	170 061
Dépréciation d'actifs non courants	30 660	(30 660)	—	—	—	—	36 974	(36 974)	—	—	—	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(14 311)	241	(14 070)	(11 382)	(5 696)	(17 078)	190 680	(202 831)	(12 151)	21 398	(30 215)	(8 817)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	15 366	(14 227)	1 139	(1 859)	(588)	(2 447)	107 533	(106 303)	1 230	24 835	(32 249)	(7 414)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	21 741	8 144	29 885	11 508	(355)	11 153	(63 398)	95 100	31 702	11 540	10 560	22 100
(Perte nette) bénéfice net	(23 464)	35 369	11 905	7 492	5 884	13 376	(191 137)	194 160	3 023	(41 005)	50 324	9 319

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 au cours des 12 prochains mois, les profits et les pertes réalisés sur les contreparties conditionnelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées, et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.

Le ratio de distribution est une mesure de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels ainsi que de sa capacité à financer sa croissance. Il tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement internes potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction. Innergex estime que cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la capacité de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et sa capacité à financer sa croissance. Les lecteurs sont avisés que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » pour le rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

Les références aux « flux de trésorerie disponibles ajustés » visent les flux de trésorerie disponibles, exclusion faite des charges liées aux projets potentiels.

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

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

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

	Aux	
	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 416 659	3 504 403
États-Unis	1 942 670	1 990 997
France	839 674	922 330
Chili	428 354	166 881
	6 627 357	6 584 611

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

6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques - Produits

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits				
Canada	109 990	120 038	312 706	320 958
États-Unis	43 516	27 274	145 840	54 738
France	15 644	13 938	64 844	67 063
Chili	15 414	1 401	21 430	2 521
	184 564	162 651	544 820	445 280

6- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Information financière trimestrielle historique

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019
Production (MWh)	2 290 086	2 396 027	1 785 947	2 186 961	2 021 559	2 185 793	1 679 598	1 793 803
Produits	184,6	170,6	189,7	167,9	162,7	150,5	132,1	143,1
BAIIA ajusté ¹	122,5	122,7	143,1	117,8	108,5	105,3	90,4	103,3
(Perte nette) bénéfice net	(23,5)	50,2	(217,9)	11,9	7,5	(1,6)	(46,9)	(47,4)
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	(16,4)	41,1	(214,2)	11,9	11,7	(2,5)	(53,7)	(46,8)
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,10)	0,23	(1,24)	0,06	0,06	(0,02)	(0,35)	(0,35)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(16,4)	41,1	(214,2)	11,9	11,7	(2,5)	(53,7)	(46,2)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,10)	0,23	(1,24)	0,06	0,06	(0,02)	(0,35)	(0,35)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	34,7	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,3	24,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,175

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

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

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

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

Présence d'Innergex au Texas

Nom	Emplacement	Type	Statut	Participation de commanditaire (%)	Puissance installée brute (MW)	Type de contrat
Foard City	Comté de Foard	Éolien	En exploitation	100	350,3	Contrat d'achat d'électricité et prix du marché
Phoebe	Comté de Winkler	Solaire	En exploitation	100	250,0	Couverture du prix de l'électricité
Flat Top	Comté de Mills	Éolien	En exploitation	51	200,0	Couverture du prix de l'électricité
Shannon	Comté de Clay	Éolien	En exploitation	50	204,0	Couverture du prix de l'électricité
Griffin Trail	Comtés de Knox et de Baylor	Éolien	En 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 (officieusement appelée la tempête hivernale Uri). Ces conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent ont poussé le gouvernement du Texas à déclarer l'état de catastrophe majeure et le gouvernement américain à déclarer l'état d'urgence.
- La tempête a perturbé la production, le transport et la distribution d'électricité, ce qui a eu une incidence considérable sur les prix. En raison de ces perturbations, les prix de gros de l'électricité de l'Electric Reliability Council of Texas (« ERCOT ») ont atteint le plafond de 9 000 \$ US par MWh et sont restés à ce niveau pendant une période prolongée.
- Les événements de février 2021 au Texas ont duré du 11 au 19 février 2021 et les chiffres fournis ci-après sont normalisés pour cette période.

1.1 Résumé des conséquences par installation

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

	Pour la période de 9 jours allant du 11 février au 19 février 2021							
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Obligation de couverture (MWh) ¹	Prix de couverture (\$ US)	Produits	Couverture du prix de l'électricité	Couverture de base	Total des conséquences financières
Installations consolidées								
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)
Installations en coentreprises								
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)
Total – conséquences financières consolidées, avant impôt sur le résultat								(81 290)

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

2. CONSÉQUENCES FINANCIÈRES ET RENSEIGNEMENTS FINANCIERS NORMALISÉS

2.1 Incidence sur le compte consolidé de résultat

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

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

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021		
	Montant présenté	Incidence des événements de février 2021 au Texas (9 jours)	Montant normalisé
1 Produits	544 820	(54 967)	489 853
BAIIA ajusté	388 326	(54 967)	333 359
2 Variation de la juste valeur des instruments financiers	(107 533)	72 060	(35 473)
3 Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées	(190 680)	64 197	(126 483)
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat	(254 535)	81 290	(173 245)

- 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 neuf mois close le 30 septembre 2021				
	Production hydro-électrique	Production éolienne	Production solaire	Non attribuée	Total
Produits	180 910	259 506	104 404	—	544 820
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	(38 166)	—	(54 967)
Produits normalisés	180 910	242 705	66 238	—	489 853
Produits proportionnels	223 950	352 857	105 289	—	682 096
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(57 107)	(38 166)	—	(95 273)
Produits proportionnels normalisés	223 950	295 750	67 123	—	586 823
BAILA ajusté	140 063	202 841	93 295	(47 873)	388 326
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	(38 166)	—	(54 967)
BAILA ajusté normalisé	140 063	186 040	55 129	(47 873)	333 359
BAILA ajusté proportionnel	173 581	291 234	93 849	(47 873)	510 791
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(57 107)	(38 166)	—	(95 273)
BAILA ajusté proportionnel normalisé	173 581	234 127	55 683	(47 873)	415 518

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

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

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

Pour la période de douze mois close le 30 septembre 2021, les événements de février 2021 au Texas, dont l'incidence sur la trésorerie est décrite ci-dessus, ont influé sur les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution comme suit :

	Période de douze mois close le 30 septembre 2021		
	Montant présenté	Incidence des événements de février 2021 au Texas (9 jours)	Montant normalisé
1 Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	264 600	17 093	281 693
2 Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(1 458)	(1 304)	(2 762)
Flux de trésorerie disponibles	91 211	15 789	107 000
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	129 005	—	129 005
Ratio de distribution	141 %	(20) %	121 %

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

2.3 Performance financière prévue pour l'exercice 2021

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

3. DÉPRÉCIATION

À la suite des événements de février 2021 au Texas, qui ont fait subir des pertes importantes aux installations faisant l'objet de contrats de couverture du prix de l'électricité, une augmentation générale du risque évalué a été observée dans l'ensemble du secteur pour les installations assujetties à un risque de non-concordance¹ dans cette région. Bien que les autres hypothèses clés soient restées largement conformes à celles établies au 31 décembre 2020, les facteurs susmentionnés ont contribué à l'augmentation des taux d'actualisation pour tenir compte de la hausse des primes de risque. Le 31 mars 2021, les coentreprises Flat Top et Shannon, qui ont chacune été identifiées comme étant une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») distincte, ont comptabilisé des charges de dépréciation de 83,0 M\$ US (105,4 M\$) et de 92,7 M\$ US (117,7 M\$), respectivement. Les charges de dépréciation ont été comptabilisées par la Société par l'intermédiaire de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, soit une perte respective pour Flat Top et Shannon de 53,8 M\$ et de 58,8 M\$.

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

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

4. STRATÉGIES DE LA DIRECTION

4.1 Procédures engagées

Phoebe

- En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe en février, laquelle a été rejetée par le destinataire.
- 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 30 septembre 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 direction ne considère pas que ces parcs sont viables à long terme dans leur configuration actuelle.
- Au cours du trimestre clos le 30 juin 2021, les actifs et les passifs des installations Flat Top et Shannon ont été classés comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente, car la valeur comptable de leurs actions de catégorie B respectives sera recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente. Tel que requis, les groupes destinés à être cédés sont évalués à la valeur la plus faible entre leur valeur comptable et leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, dont le montant estimé était nul, sur une base nette, au 30 septembre 2021.
- Compte tenu de l'interprétation de la Société des informations actuellement disponibles et compte tenu du fait que les installations sont sans recours pour cette dernière, les risques financiers de la Société sont limités aux incidences hors trésorerie sur la reprise potentielle des écarts de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global relativement à ces deux projets. Au 30 septembre 2021, la valeur comptable des placements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon était de 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.
- En outre, au 30 septembre 2021, 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.
- L'incidence des saisies potentielles sur les flux de trésorerie disponibles de la Société, compte tenu de l'apport des parcs en 2020, pourrait représenter une perte potentielle d'environ 4,2 M\$.
- La saisie potentielle des installations Flat Top et Shannon constituerait également une sortie de trésorerie évitée de 60,2 M\$ US (75,7 M\$), représentant la quote-part des montants facturés attribuable à la Société qu'Innergex aurait financée par un apport en capital dans ces installations, ou 118,8 M\$ US (149,4 M\$) si les partenaires commanditaires respectifs de ces installations décidaient de ne pas soutenir les installations.

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

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

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

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

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

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

Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2021. Les états financiers intermédiaires consolidés résumés fournissent des informations supplémentaires.

Définition des estimations comptables (modifications d'IAS 8)

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

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

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

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

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

Au cours de la période allant du 1er juillet 2021 au 30 septembre 2021, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le CIIF.

8 - INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »), notamment des énoncés relatifs à la performance financière prévue de la Société, à la production d'énergie, à ses projets potentiels, à la réussite du développement, de la construction et du financement des projets (y compris le financement par des investisseurs participant au partage fiscal) des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, aux sources et conséquences du financement, aux acquisitions de projets, à la réalisation du financement d'un projet au moyen d'un emprunt sans recours (notamment l'échéancier et la somme qui s'y rapportent), aux avantages stratégiques, opérationnels et financiers et à la croissance devant découler de ces acquisitions, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futurs (notamment les occasions de croissance prévues dans le cadre de l'alliance stratégique avec Hydro-Québec), à son intégration d'entreprises, à sa gouvernance, à ses perspectives commerciales, à ses objectifs, à ses plans et à ses priorités stratégiques, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent rapport de gestion.

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

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

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Risques et incertitudes » du rapport annuel et comprennent, sans s'y limiter : les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; la défaillance d'équipement ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'approvisionnement en équipement; les risques réglementaires et politiques; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transmission; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les catastrophes naturelles et les cas de force majeure; les pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique; la cybersécurité; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; la capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; la capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; la capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures; l'intégration des acquisitions réalisées et futures; les changements du soutien gouvernemental pour accroître la production d'électricité à partir de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants; l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; la capacité à obtenir les terrains appropriés; les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au

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

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

Information prospective dans le présent rapport de gestion

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Production prévue Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (« PMLT »). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'irradiation historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée.</p> <p>La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. Cette consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques et éoliens, ainsi que de l'irradiation</p> <p>Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophes naturelles et cas de force majeure</p> <p>Risques politiques et réglementaires affectant la production</p> <p>Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production</p> <p>Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes</p> <p>Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport d'électricité</p> <p>Litiges</p>
<p>Produits prévus et produits proportionnels prévus Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Dans la plupart des cas, les CAÉ prévoient également un ajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'indice des prix à la consommation, sauf dans le cas des installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité. Pour ces installations, les produits annuels attendus sont estimés en multipliant la PMLT par les prix du marché à terme, lesquels sont fondés sur des données observables du marché ou 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 ainsi que de modèles économiques.</p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. La consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »</p> <p>Dépendance envers les CAÉ</p> <p>Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité</p> <p>Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité</p> <p>Changements dans la conjoncture économique générale</p> <p>Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants</p>

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

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

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2021	2020	2021	2020
Produits		184 564	162 651	544 820	445 280
Charges					
Exploitation		45 395	37 040	106 551	94 932
Frais généraux et administratifs		11 512	12 388	32 285	32 969
Projets potentiels		5 135	4 699	17 658	13 100
Bénéfice avant les éléments suivants :		122 522	108 524	388 326	304 279
Amortissement des immobilisations corporelles	10	44 027	45 226	133 184	134 748
Amortissement des immobilisations incorporelles		15 811	14 142	44 708	35 313
Dépréciation d'actifs non courants	6,8,10	30 660	—	36 974	—
Bénéfice avant les éléments suivants :		32 024	49 156	173 460	134 218
Charges financières	4	66 519	60 122	184 838	175 700
Autres produits, montant net	5	(33 827)	(16 725)	(55 056)	(58 250)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées :					
Quote-part (du bénéfice) de la perte, avant les charges de dépréciation	6	(14 311)	(11 382)	78 071	21 398
Quote-part des charges de dépréciation	6	—	—	112 609	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	7 b)	15 366	(1 859)	107 533	24 835
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat		(1 723)	19 000	(254 535)	(29 465)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat		21 741	11 508	(63 398)	11 540
(Perte nette) bénéfice net		(23 464)	7 492	(191 137)	(41 005)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		(16 398)	11 740	(189 457)	(44 548)
Participations ne donnant pas le contrôle		(7 066)	(4 248)	(1 680)	3 543
		(23 464)	7 492	(191 137)	(41 005)
(Perte) bénéfice par action attribuable aux propriétaires :					
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (\$)	9	(0,10)	0,06	(1,09)	(0,29)
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (\$)	9	(0,10)	0,06	(1,09)	(0,29)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
	Notes			
(Perte nette) bénéfice net	(23 464)	7 492	(191 137)	(41 005)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :				
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger	23 126	(21 589)	246	16 378
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	7 (699)	587	4 126	1 834
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	7 10 966	4 589	70 212	(111 237)
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie	789	598	5 569	(5 788)
Impôt différé connexe	(3 972)	(1 241)	(22 112)	27 863
Autres éléments du résultat global	30 210	(17 056)	58 041	(70 950)
Total du résultat global	6 746	(9 564)	(133 096)	(111 955)
Total du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	13 521	(5 804)	(133 290)	(115 881)
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 775)	(3 760)	194	3 926
	6 746	(9 564)	(133 096)	(111 955)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		30 septembre 2021	31 décembre 2020
	Notes		
ACTIFS			
Actifs courants			
		175 050	161 465
		70 555	67 477
		129 508	92 746
	7	9 546	9 039
	10	89 345	106 353
		28 924	15 372
		502 928	452 452
Actifs non courants			
	10	5 367 171	5 053 125
		902 400	919 323
		48 550	14 092
	6	137 370	446 837
	7	38 039	92 040
		76 280	25 129
		74 325	75 932
		97 541	75 302
		6 741 676	6 701 780
		7 244 604	7 154 232
PASSIFS			
Passifs courants			
		239 470	190 333
	7	55 348	72 958
		614 202	773 439
		909 020	1 036 730
Passifs non courants			
	7	87 824	179 154
		4 236 492	4 046 714
		418 303	397 513
		403 567	423 189
		5 146 186	5 046 570
		6 055 206	6 083 300
CAPITAUX PROPRES			
		1 131 407	1 008 854
		57 991	62 078
		1 189 398	1 070 932
		7 244 604	7 154 232

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	Débitures 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	—	—	—	—	(189 457)	—	(189 457)	(1 680)	(191 137)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	56 167	56 167	1 874	58 041
Total du résultat global	—	—	—	—	(189 457)	56 167	(133 290)	194	(133 096)
Actions ordinaires émises le 9 juillet 2021 : au moment de l'acquisition (note 3)	89 437	—	—	—	—	—	89 437	—	89 437
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 47 \$)	(129)	—	—	—	—	—	(129)	—	(129)
Actions ordinaires émises le 3 septembre 2021 : premier appel public à l'épargne (note 13)	201 259	—	—	—	—	—	201 259	—	201 259
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 2 282 \$)	(6 272)	—	—	—	—	—	(6 272)	—	(6 272)
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un placement privé (note 13)	75 396	—	—	—	—	—	75 396	—	75 396
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 25 \$)	(70)	—	—	—	—	—	(70)	—	(70)
Acquisition d'entreprises	—	—	—	—	—	—	—	8 989	8 989
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	3 074	—	—	—	—	—	3 074	—	3 074
Rachat d'actions ordinaires	(3 414)	—	—	—	—	—	(3 414)	—	(3 414)
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	1 554	—	—	—	—	1 554	—	1 554
Débitures 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	(6 320)	—	—	—	—	(3 146)	—	(3 146)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(2 622)	274	—	—	—	—	(2 348)	—	(2 348)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 13)	—	—	—	—	(97 580)	—	(97 580)	—	(97 580)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 13)	—	—	—	—	(4 224)	—	(4 224)	—	(4 224)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(13 270)	(13 270)
Solde au 30 septembre 2021	366 348	2 021 923	131 069	2 819	(1 335 223)	(55 529)	1 131 407	57 991	1 189 398

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020	Capitaux propres attribuables aux propriétaires							Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débitures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total		
Solde au 1er janvier 2020	97 215	1 268 311	131 069	2 869	(879 849)	(15 231)	604 384	10 942	615 326
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(44 548)	—	(44 548)	3 543	(41 005)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(71 333)	(71 333)	383	(70 950)
Total du résultat global	—	—	—	—	(44 548)	(71 333)	(115 881)	3 926	(111 955)
Actions ordinaires émises le 6 février 2020 : placement privé	660 870	—	—	—	—	—	660 870	—	660 870
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 672 \$)	(1 842)	—	—	—	—	—	(1 842)	—	(1 842)
Acquisition d'entreprises	—	—	—	—	—	—	—	63 169	63 169
Actions ordinaires émises par le biais du Régime de réinvestissement de dividendes	5 247	—	—	—	—	—	5 247	—	5 247
Réduction du capital sur les actions ordinaires	(754 355)	754 355	—	—	—	—	—	—	—
Paielements fondés sur des actions	—	58	—	—	—	—	58	—	58
Exercice d'options d'achat d'actions	363	(2 226)	—	—	—	—	(1 863)	—	(1 863)
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 046	—	—	—	—	—	1 046	—	1 046
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(6 008)	—	—	—	—	—	(6 008)	—	(6 008)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 13)	—	—	—	—	(94 118)	—	(94 118)	—	(94 118)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 13)	—	—	—	—	(4 456)	—	(4 456)	—	(4 456)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(8 799)	(8 799)
Solde au 30 septembre 2020	2 536	2 020 498	131 069	2 869	(1 022 971)	(86 564)	1 047 437	69 238	1 116 675

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2021	2020	2021	2020
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION					
(Perte nette) bénéfice net		(23 464)	7 492	(191 137)	(41 005)
Éléments sans effet sur la trésorerie :					
Amortissements		59 838	59 368	177 892	170 061
Dépréciation d'actifs non courants		30 660	—	36 974	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées		(14 311)	(11 382)	190 680	21 398
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	7	15 572	(23)	34 253	12 796
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	5	(31 418)	(12 532)	(53 367)	(47 014)
Autres		(117)	(2 777)	796	(2 565)
Charges financières	4	66 519	60 122	184 838	175 700
Charges financières payées	14 b)	(39 832)	(37 755)	(130 993)	(127 306)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		8 139	11 249	21 636	19 394
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat		21 741	11 508	(63 398)	11 540
Impôt sur le résultat payé		(1 141)	(4 745)	(4 223)	(7 407)
Incidence de la variation des taux de change		818	689	1 039	(2 328)
		93 004	81 214	204 990	183 264
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	14 a)	(12 952)	(16 302)	(15 329)	(25 848)
		80 052	64 912	189 661	157 416
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT					
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(34 363)	(29 663)	(95 529)	(85 673)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle		(1 302)	(3 177)	(12 885)	(8 799)
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	14 c)	404 760	195 194	793 331	500 871
Remboursement de la dette à long terme	14 c)	(629 518)	(42 121)	(892 525)	(661 142)
Paiement d'autres passifs		(1 156)	(1 145)	(3 465)	(1 700)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		267 830	(150)	267 830	658 356
Achat d'actions ordinaires en vertu du régime d'actions liées au rendement		97	—	(2 348)	(6 008)
Rachat d'actions ordinaires		—	—	(3 414)	—
Paiement des retenues à la source liées à l'exercice d'options d'achat d'actions et au régime d'actions liées au rendement		—	(556)	(3 146)	(1 408)
		6 348	118 382	47 849	394 497
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT					
Acquisitions d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise		1 391	(72 011)	1 391	(161 792)
Variation des liquidités soumises à des restrictions		(717)	66	(584)	6 971
Ajouts aux immobilisations corporelles, montant net		(62 812)	(181 027)	(204 081)	(352 259)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(8)	—	(8)	—
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(5 426)	(2 031)	(17 520)	(25 667)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		—	—	(65)	—
Variation des autres actifs non courants		1 151	2 113	(104)	(23 058)
		(66 421)	(252 890)	(220 971)	(555 805)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		1 426	(3 022)	(2 954)	4 028
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		21 405	(72 618)	13 585	136
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		153 645	228 978	161 465	156 224
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période		175 050	156 360	175 050	156 360

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 14.

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 9 novembre 2021.

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

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Déclaration de conformité

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

Base d'évaluation

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été établis au coût historique, sauf pour ce qui est de certains instruments financiers. Le coût historique est généralement calculé en fonction de la juste valeur de la contrepartie donnée en échange des actifs.

Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités sont présentés en dollars canadiens, soit la monnaie fonctionnelle de la Société.

2. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Changements de méthodes comptables

Le 1er janvier 2021, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes, lesquelles n'ont pas eu d'incidence importante sur les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités.

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

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

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

Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2021.

Définition des estimations comptables (modifications d'IAS 8)

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

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

3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a. Acquisition de Licán

Le 3 août 2021, la Société a acquis une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 18 MW au Chili (« Licán »), pour une contrepartie totale de 16 563 \$ US (20 778 \$).

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	341	428
Liquidités soumises à restrictions	274	344
Débiteurs	1 196	1 500
Charges payées d'avance et autres	5	6
Immobilisations corporelles	36 481	45 765
Immobilisations incorporelles	295	370
Actifs d'impôt différé	4 491	5 634
Fournisseurs et autres créditeurs	(520)	(652)
Dette à long terme	(26 000)	(32 617)
Actifs nets acquis	16 563	20 778

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 66 \$, 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 1 770 \$ et à 1 340 \$, respectivement, pour la période de 58 jours close le 30 septembre 2021. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2021, les produits et le bénéfice net consolidés auraient augmenté de 4 073 \$ et de 855 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2021 au 30 septembre 2021.

b. Acquisition de la participation restante dans Energía Llaima

Innergex a conclu une convention d'achat d'actions aux termes de laquelle elle a acquis, le 9 juillet 2021, la participation restante de 50 % dans Energía Llaima SpA (« Energía Llaima »), une société d'énergie renouvelable établie au Chili, qu'Innergex détenait déjà à 50 %, pour une contrepartie totale de 75 000 \$ US (94 012 \$), qui comprend une contrepartie conditionnelle de 3 650 \$ US (4 575 \$).

En contrepartie de cette transaction, Innergex a émis aux actionnaires d'Energía Llaima des actions ordinaires d'Innergex d'une valeur totale de 71 350 \$ US (89 437 \$) à un prix représentant le prix par action égal à la moyenne pondérée en fonction du volume sur 10 jours avant la clôture de l'acquisition, pour un total de 4 048 215 actions émises.

Parallèlement à la clôture du financement, la Société a émis 1 148 050 actions ordinaires pour un produit total de 25 325 \$ afin de permettre à Hydro-Québec de maintenir sa participation de 19,9 %.

Le prix d'achat a été calculé comme suit :

	En \$ US	En \$ CA
Actions émises	71 350	89 437
Contrepartie conditionnelle	3 650	4 575
	75 000	94 012

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 184 \$, 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 la perte nette présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 8 722 \$ et à 1 418 \$, respectivement, pour la période de 83 jours close le 30 septembre 2021. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2021, les produits et la perte nette consolidés auraient augmenté de 12 472 \$ et de 3 415 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2021 au 30 septembre 2021.

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	17 344	21 741
Liquidités soumises à restrictions	1 156	1 449
Débiteurs	10 297	12 907
Charges payées d'avance et autres	494	619
Immobilisations corporelles	202 613	253 975
Immobilisations incorporelles	35 046	43 930
Frais de développement liés aux projets	13 157	16 492
Instruments financiers dérivés	2 184	2 738
Actifs d'impôt différé	21 924	27 482
Autres actifs non courants	7 076	8 870
Fournisseurs et autres créditeurs	(9 923)	(12 438)
Prêts et emprunts à long terme	(130 744)	(163 888)
Autres passifs	(1 805)	(2 263)
Passifs d'impôt différé	(11 648)	(14 601)
Participations ne donnant pas le contrôle	(7 171)	(8 989)
Total des actifs nets	150 000	188 024
Capitaux propres précédemment détenus	75 000	94 012
Actifs nets acquis	75 000	94 012

La juste valeur des immobilisations incorporelles liées aux contrats d'achat d'électricité a été établie au moyen d'un modèle « avec ou sans », en calculant l'excédent des prix des contrats d'achat d'électricité sur les prix du marché pour la production qui aurait autrement été vendue sur le marché. La juste valeur des immobilisations incorporelles liées aux licences et aux permis d'exploitation a été calculée au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. La juste valeur des immobilisations corporelles a été établie au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie.

4. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	44 210	42 873	128 169	129 399
Charges d'intérêts sur le financement de partage fiscal	8 522	6 118	18 617	19 106
Charge d'intérêts sur les débentures convertibles	3 409	3 488	10 214	10 362
Amortissement des frais de financement	2 115	2 339	5 767	7 120
Charges de désactualisation des autres passifs	1 384	1 413	3 975	3 892
Intérêts sur les obligations locatives	1 125	1 054	3 159	3 319
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	3 898	3 007	9 415	1 212
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme	(25)	733	249	2 082
Produits d'intérêts sur les actions privilégiées des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(235)	(1 252)	(464)	(4 214)
Autres	2 116	349	5 737	3 422
	66 519	60 122	184 838	175 700

5. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Crédits d'impôt sur la production	(10 698)	(8 229)	(31 580)	(31 281)
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(20 720)	(4 303)	(21 787)	(15 733)
Dommages-intérêts	—	(3 235)	(229)	(5 307)
Coûts de restructuration	—	707	—	1 157
Perte réalisée (profit réalisé) sur les contreparties conditionnelles	—	—	547	(945)
Coûts de transaction liés aux acquisitions d'entreprises	841	527	841	868
Honoraires professionnels et autres honoraires - événements de février 2021 au Texas	130	—	1 308	—
Perte sur le remboursement des prêts	—	—	1 317	—
Autres, montant net	(3 380)	(2 192)	(5 473)	(7 009)
	(33 827)	(16 725)	(55 056)	(58 250)

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

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

Les honoraires professionnels et autres honoraires représentent essentiellement les frais juridiques encourus pour les périodes closes le 30 septembre 2021 à la suite des événements de février 2021 au Texas.

6. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

Flat Top et Shannon

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 (les « événements de février 2021 au Texas »). 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. La baisse de la production d'électricité jumelée à l'augmentation sans précédent des prix du marché a entraîné des pertes importantes en raison des volumes horaires faisant l'objet d'engagements en vertu des couvertures du prix de l'électricité respectives des projets.

j) 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-concordance¹ dans cette région. Ces facteurs ont contribué à l'augmentation des taux d'actualisation pour tenir compte de la hausse des primes de risque. Au cours du premier trimestre clos le 31 mars 2021, les coentreprises Flat Top et Shannon, qui ont chacune été identifiées comme étant une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») distincte, ont comptabilisé des charges de dépréciation de 83 005 \$ US (105 408 \$) et de 92 686 \$ US (117 702 \$), respectivement. Les charges de dépréciation ont été comptabilisées par la Société par l'intermédiaire de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, soit une perte respective pour Flat Top et Shannon de 42 333 \$ US (53 758 \$) et de 46 343 \$ US (58 851 \$).

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

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

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

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

ii) Classement comme détenu en vue de la vente

En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité de Flat Top et de Shannon en février, laquelle a été rejetée par le destinataire. Afin de conserver les droits de la Société et de ses partenaires relativement aux installations Flat Top et Shannon, des procédures judiciaires ont été engagées le 21 avril 2021. Le 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.

Au cours du trimestre clos 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 classés comme détenus en vue de la vente, car la valeur comptable de leurs actions de catégorie B respectives sera recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente. Tel que requis, les groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable respective et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, dont le montant estimé était nul, sur une base nette, au 30 septembre 2021.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous représente des montants indiqués dans les états financiers des coentreprises et des entreprises associées qui ont été préparés selon les IFRS et après ajustement pour tenir compte des ajustements de la juste valeur à l'acquisition et des différences de méthodes comptables. Les chiffres ci-dessous excluent les résultats des installations Shannon et Flat Top à partir du 1er avril 2021, 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, et d'Energía Llaima, à la suite de l'acquisition de la participation restante.

	Période de trois mois close le 30 septembre 2021					
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Total
Produits	40 447	8 730	13 652	675	2 001	65 505
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	5 783	2 845	1 015	537	323	10 503
	34 664	5 885	12 637	138	1 678	55 002
Charges financières	5 714	1 569	2 326	620	720	10 949
Autres produits, montant net	(13)	(51)	—	(3)	(233)	(300)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	4 928	3 508	1 073	1 002	681	11 192
Variation de la juste valeur des instruments financiers	153	—	—	(477)	(135)	(459)
Bénéfice net (perte nette)	23 882	859	9 238	(1 004)	645	33 620
Autres éléments du résultat global	2 011	—	—	—	228	2 239
Total du résultat global	25 893	859	9 238	(1 004)	873	35 859
Bénéfice net (perte nette) attribuable à Innergex	9 552	219	4 711	(492)	321	14 311
Autres éléments du résultat global attribuables à Innergex	675	—	—	—	114	789
Total	10 227	219	4 711	(492)	435	15 100

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021								
	Energía Llama (période de 180 jours)	Toba Montrose	Shannon (période de 90 jours)	Flat Top (période de 90 jours)	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Total
Produits	14 123	61 771	68 908	20 271	27 524	18 802	4 035	7 854	223 288
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	5 828	11 999	2 770	2 174	7 474	2 599	1 610	1 118	35 572
Charges financières	8 295	49 772	66 138	18 097	20 050	16 203	2 425	6 736	187 716
Crédits d'impôt sur la production	3 248	17 149	3 459	3 734	4 792	6 986	1 808	2 178	43 354
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	—	—	(5 533)	(6 406)	—	—	—	—	(11 939)
Autres charges (produits), montant net	—	—	745	186	—	—	—	—	931
Amortissements	760	(56)	506	448	(364)	17	(270)	(241)	800
Dépréciation des immobilisations corporelles	6 064	14 955	3 257	3 628	10 524	3 217	3 002	2 049	46 696
Perte nette (profit net) sur instruments financiers	—	—	117 702	105 408	—	—	—	—	223 110
Variation de la juste valeur des instruments financiers	—	1 081	—	—	—	—	(2 104)	(467)	(1 490)
Charge d'impôt sur le résultat	—	—	114 615	143 380	—	—	—	—	257 995
(Perte nette) bénéfice net	(145)	—	—	—	—	—	—	—	(145)
Autres éléments du résultat global	(1 632)	16 643	(168 613)	(232 281)	5 098	5 983	(11)	3 217	(371 596)
Total du résultat global	—	11 887	—	—	—	—	—	1 630	13 517
	(1 632)	28 530	(168 613)	(232 281)	5 098	5 983	(11)	4 847	(358 079)
(Perte nette) bénéfice net attribuable à Innergex	(522)	6 656	(84 306)	(118 463)	1 300	3 051	(5)	1 609	(190 680)
Autres éléments du résultat global attribuables à Innergex	—	4 754	—	—	—	—	—	815	5 569
Total	(522)	11 410	(84 306)	(118 463)	1 300	3 051	(5)	2 424	(185 111)

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

Pour la période close le 30 septembre 2021										
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger- Denonville	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2021	108 977	72 533	84 490	118 651	23 900	32 572	4 950	381	383	446 837
Augmentation de la participation	—	—	—	—	—	—	—	—	65	65
Acquisitions d'entreprises (note 3)	(94 012)	—	—	—	—	—	—	—	—	(94 012)
Quote-part (de la perte) du bénéfice	(522)	6 656	(84 306)	(118 463)	1 300	3 051	(5)	1 609	—	(190 680)
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	4 754	—	—	—	—	—	815	—	5 569
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(6 314)	—	—	—	—	—	—	—	—	(6 314)
Écarts de change	(2 066)	—	(184)	(188)	—	—	—	—	(21)	(2 459)
Distributions reçues	(6 063)	(8 400)	—	—	(4 654)	(1 020)	—	(1 499)	—	(21 636)
Solde au 30 septembre 2021	—	75 543	—	—	20 546	34 603	4 945	1 306	427	137 370

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 (se reporter à la note 15 – Informations à fournir à l'égard de la gestion des risques financiers et de la juste valeur pour obtenir plus de renseignements sur les principales données, hypothèses et estimations et les principaux jugements utilisés dans le calcul de la juste valeur) :

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Dérivés de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couverture du prix de l'électricité et de base (niveau 3)	Conversion des prêts intragroupe ¹	Total
Au 1er janvier 2021	(37 113)	(168 002)	54 082	—	(151 033)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	—	2 738	—	—	2 738
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat ²	13 812	6 015	(43 792)	(10 288)	(34 253)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	4 126	72 918	(2 706)	—	74 338
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	2 706	—	2 706
Écarts de change, montant net	—	758	(1 129)	10 288	9 917
Au 30 septembre 2021	(19 175)	(85 573)	9 161	—	(95 587)

1. La réévaluation, en dollars canadiens, de prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère a donné lieu à une perte de 10 288 \$. Au moment de la consolidation, bien que les prêts intragroupe soient éliminés de l'état consolidé de la situation financière, les états de la situation financière des filiales étrangères, y compris le solde de leurs prêts à la Société, sont convertis en dollars canadiens, les écarts de conversion étant comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ce qui n'élimine donc pas le profit comptabilisé dans le résultat.

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

Présentés dans les états consolidés de la situation financière :

Aux	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Actifs courants	9 546	9 039
Actifs non courants	38 039	92 040
Passifs courants	(55 348)	(72 958)
Passifs non courants	(87 824)	(179 154)
	(95 587)	(151 033)

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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	15 572	(23)	34 253	12 796
Partie réalisée des instruments financiers				
Perte réalisée sur les swaps de taux d'intérêt	—	—	2 885	—
(Profit réalisé) perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	1 139	(2 447)	71 986	(7 414)
(Profit réalisé) perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(1 345)	611	(1 591)	19 453
Variation de la juste valeur des instruments financiers	15 366	(1 859)	107 533	24 835

8. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Au 30 septembre 2021, la Société a comptabilisé une **charge de dépréciation** totalisant 5 931 \$ liée à une participation minoritaire en France.

9. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(16 398)	11 740	(189 457)	(44 548)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 408)	(1 485)	(4 224)	(4 456)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(17 806)	10 255	(193 681)	(49 004)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	182 691 797	173 858 483	177 043 601	169 048 260
Perte nette par action, de base (\$)	(0,10)	0,06	(1,09)	(0,29)

Dilué	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(17 806)	10 255	(193 681)	(49 004)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué	182 691 797	174 493 663	177 043 601	169 048 260
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (\$)	(0,10)	0,06	(1,09)	(0,29)

Instruments qui sont exclus des éléments dilutifs :	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Options sur actions	265 570	—	265 570	266 143
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	541 261	—	541 261	557 091
Débitures convertibles	13 604 473	13 777 293	13 604 473	13 777 293
	14 411 304	13 777 293	14 411 304	14 600 527

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
Coût							
Au 1er janvier 2021	176 831	2 091 345	2 596 633	516 989	529 484	33 970	5 945 252
Ajouts ¹	194	1 411	10 392	—	204 510	5 830	222 337
Crédits d'impôt à l'investissement ²	—	—	—	—	(12 752)	—	(12 752)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	21 247	267 938	—	10 039	—	516	299 740
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	357 458	—	(357 502)	44	—
Transfert provenant des frais de développement liés aux projets	—	—	—	—	682	—	682
Reclassement	—	—	—	(644)	104	540	—
Cessions	—	—	(957)	—	—	(267)	(1 224)
Autres variations	1 237	8	(9 131)	(1 898)	—	2 273	(7 511)
Écarts de change, montant net	(1 132)	4 377	(37 313)	255	(594)	(94)	(34 501)
Au 30 septembre 2021	198 377	2 365 079	2 917 082	524 741	363 932	42 812	6 412 023
Cumul de l'amortissement							
Au 1er janvier 2021	(10 482)	(348 109)	(445 896)	(69 382)	—	(18 258)	(892 127)
Amortissement ³	(4 927)	(30 688)	(81 012)	(14 937)	—	(3 072)	(134 636)
Reclassement	—	—	—	249	—	(249)	—
Cessions	—	—	332	—	—	298	630
Charge de dépréciation	—	—	—	(24 729)	—	—	(24 729)
Écarts de change, montant net	113	(29)	6 356	(447)	—	17	6 010
Au 30 septembre 2021	(15 296)	(378 826)	(520 220)	(109 246)	—	(21 264)	(1 044 852)
Valeur comptable au 30 septembre 2021	183 081	1 986 253	2 396 862	415 495	363 932	21 548	5 367 171

La totalité des immobilisations corporelles est donnée en garantie des financements de projet respectifs ou du financement général de la Société.

- Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement inscrits à l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés aux facilités de crédit renouvelables sont inscrits à l'actif pour la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée. Les ajouts au cours de la période considérée comprennent des frais de financement inscrits à l'actif engagés avant la mise en service de 8 620 \$.
- La Société a accumulé 10 092 \$ US (12 752 \$) en crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec la construction du projet solaire Hillcrest, lesquels ont été reconnus en tant que réduction du coût des immobilisations corporelles d'Hillcrest. Au 30 septembre 2021, le solde des montants recouvrables au titre des crédits d'impôt à l'investissement s'établissait à 70 124 \$ US (89 345 \$).
- Une tranche de 1 452 \$ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

Dépréciation de Phoebe

Au 30 septembre 2021, la valeur comptable du parc solaire Phoebe, situé au Texas, dépassait sa valeur recouvrable estimée, ce qui a entraîné une charge de dépréciation de 19 622 \$ US (24 729 \$), laquelle reflète des frais d'engorgement plus élevés que prévu.

La valeur recouvrable de 260 521 \$ du parc solaire Phoebe au 30 septembre 2021 a été établie selon la valeur d'utilité, laquelle a été calculée en fonction des flux de trésorerie futurs attendus sur la base des plus récentes informations disponibles et des estimations de la direction, qui portent notamment sur la production d'énergie, les produits, les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs, les prévisions des prix de l'énergie et les taux de change.

Les flux de trésorerie attendus ont été établis à partir d'un taux d'inflation estimé à 2 % et d'un taux d'actualisation après impôt de 8,5 %, qui représente l'estimation du coût moyen pondéré du capital.

Sensibilité

Les flux de trésorerie attendus et la valeur d'utilité estimée peuvent être affectés par une ou plusieurs variations dans les estimations utilisées. Les variations du taux d'actualisation, des prévisions des prix de l'énergie et du taux d'inflation sont celles qui ont la plus grande incidence sur l'évaluation de Phoebe. Ainsi, une variation de 1 % du taux d'inflation entraînerait une variation d'environ 26 100 \$ de la valeur d'utilité, une variation de 0,5 % du taux d'actualisation entraînerait une variation d'environ 11 700 \$ de la valeur d'utilité et une variation d'un dollar du prix de l'énergie entraînerait une variation d'environ 8 300 \$ de la valeur d'utilité.

11. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

Au 30 septembre 2021, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, à l'exception de ce qui suit :

- Le parc solaire Phoebe s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit. La tranche de 103 212 \$ US (131 502 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée dans la partie non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Un dialogue permanent est établi et des rapports sont fournis aux prêteurs du projet jusqu'à ce que cette situation soit résolue.
- La centrale Duquenco s'est trouvée en situation de défaut 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 109 887 \$ US (140 006 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Des négociations sont en cours pour résoudre cette situation.

Remboursement des prêts d'Alterra

Le 11 janvier 2021, la Société a remboursé le solde des prêts à terme d'Alterra, qui comprenait une tranche libellée en dollars canadiens et une tranche libellée en dollars américains d'un montant de respectivement 90 839 \$ et 21 359 \$ US (26 725 \$) représentant le capital et les intérêts courus. Une perte de 1 317 \$ a été comptabilisée au poste « Autres produits, montant net ». De plus, le même jour, deux swaps de taux d'intérêt connexes ont été résiliés, ce qui a entraîné une sortie nette de trésorerie de 3 154 \$, dont une perte réalisée de 2 885 \$ sur la valeur finale des dérivés comptabilisée au poste « Variation de la juste valeur des instruments financiers », y compris les intérêts courus.

Activités de mise en service - Parc éolien Griffin Trail

L'emprunt lié à la construction de 256 201 \$ US (318 970 \$) a été remboursé le 30 juillet 2021 par une participation au partage fiscal de 169 155 \$ US (210 598 \$), alors que la Société a fourni une participation de commanditaire de 115 512 \$ US (143 812 \$). L'excédent de la participation au partage fiscal et de la participation de commanditaire servira aux dépenses liées au financement de la construction et aux montants liés aux retenues de garantie une fois les activités de construction terminées.

Acquisition d'Energía Llaima

Dans le cadre de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes d'une juste valeur totale de 130 744 \$ US (163 888 \$), qui se composent essentiellement :

- d'un emprunt à terme de 110 502 \$ US (138 514 \$) portant intérêt au LIBOR (180 jours) majoré de 3,5 %, payable semestriellement et arrivant à échéance en mars 2033;
- d'un emprunt à terme de 9 503 \$ US (11 912 \$) portant intérêt au LIBOR (180 jours) majoré de 3,9 %;
- d'un emprunt à terme de 5 151 \$ US (6 457 \$) portant intérêt à 3,2 %;
- d'un emprunt à terme de 3 168 \$ US (3 971 \$) portant intérêt au LIBOR (180 jours) majoré de 2,65 %;
- d'un emprunt à terme de 2 420 \$ US (3 034 \$) portant intérêt à 3,2 %.

Le solde s'élevait à 130 129 \$ US (165 797 \$) au 30 septembre 2021.

Acquisition de Licán

Dans le cadre de l'acquisition de Licán, la Société a repris la facilité d'emprunt connexe d'une juste valeur totale de 26 000 \$ US (32 617 \$). L'emprunt à terme porte intérêt au taux LIBOR (180 jours) majoré de 3,1 % et arrive à échéance en septembre 2026.

12. AUTRES PASSIFS

Lettre de crédit de Mesgi'g Ugju's'n

En 2019, le fournisseur de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes à Mesgi'g Ugju's'n, a demandé la protection de la *Loi sur les faillites*. Certaines des obligations de prestation en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes étaient couvertes, sous réserve des conditions préalables, par une lettre de crédit de 19 642 \$. La Société s'est prévaluée de la totalité de cette somme le 27 avril 2021. Le produit est assujéti à des restrictions en vertu de l'accord de crédit de Mesgi'g Ugju's'n et, par conséquent, il a été comptabilisé dans les autres actifs non courants, et l'obligation connexe a été comptabilisée dans les autres passifs non courants. Le produit sera utilisé ultérieurement pour pallier les obligations de prestation non satisfaites en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes. Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2021, un montant de 1 013 \$ du passif a été amorti compte tenu des travaux de remise en état réalisés.

13. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

Actions ordinaires

Émission d'actions ordinaires

Dans le cadre de l'acquisition d'Energía Llaima le 9 juillet 2021, la Société a émis 4 048 215 actions ordinaires à un prix de 22,09 \$, pour une valeur de 89 437 \$ [voir la note 3 b)]. Parallèlement à la clôture de l'acquisition, la Société a émis 1 148 050 actions ordinaires pour un produit total de 25 325 \$ afin de permettre à Hydro-Québec de maintenir sa participation de 19,9 %.

Dans le cadre de l'appel public à l'épargne en septembre 2021, la Société a émis 10 374 150 actions ordinaires à un prix de 19,40 \$ pour un produit au comptant de 201 259 \$. Parallèlement à la clôture de l'appel public à l'épargne, Hydro-Québec a souscrit 2 581 000 actions ordinaires de la Société pour un produit au comptant de 50 071 \$ afin de maintenir sa participation de 19,9 % dans les actions ordinaires de la Société.

Rachat d'actions ordinaires et d'actions privilégiées

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, 180 602 actions ordinaires ont été achetées et annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui a pris fin le 23 mai 2021, à un prix moyen de 18,90 \$.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

La Société a reçu de la Bourse de Toronto (« TSX ») l'autorisation d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires (la « nouvelle offre »). Conformément à cette nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,15 % des 174 692 091 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 11 mai 2021. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2021 et prendra fin le 23 mai 2022.

Rémunération fondée sur des titres de capitaux propres

a) Régime d'options sur actions

Attribuées

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, 32 031 options ont été attribuées. Les options attribuées deviennent acquises en quatre tranches égales jusqu'au 1er mars 2025 et doivent être exercées avant le 1er mars 2028 à un prix d'exercice de 24,49 \$.

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

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

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

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

Une charge de rémunération de 65 \$ a été comptabilisée au cours des neuf premiers mois de 2021 au titre du régime d'options sur actions.

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

Régime d'actions liées au rendement

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, 281 313 droits d'actions liées au rendement ont été acquis.

Par ailleurs, 157 339 droits d'actions liées au rendement ont été attribués au cours des neuf premiers mois de 2021, lesquelles deviendront acquis le 31 décembre 2023.

Régime d'unité d'actions différées

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, 21 611 unités ont été attribuées.

Une charge de rémunération de 1 625 \$ a été comptabilisée au cours des neuf premiers mois de 2021 au titre du régime d'ALR et du régime d'UAD.

Dividendes

a) Dividendes déclarés

Les taux de dividende applicables aux actions privilégiées de série A et de série B de la Société ont été rajustés au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021. Le taux de dividende des actions privilégiées de série A applicable à la période de cinq ans allant du 15 janvier 2021 au 15 janvier 2026, exclusivement, est de 3,244 % par année, ou 0,202750 \$ par action par trimestre. Le taux de dividende des actions de série B applicable à chaque période trimestrielle à compter du 15 janvier 2021 correspond au rendement des bons du Trésor majoré de 2,79 % par année, calculé chaque trimestre. Au 30 septembre 2021, aucune action privilégiée de série B n'était en circulation.

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2021		2020	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,5400	97 580	0,5400	94 118
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,6083	2 068	0,6765	2 300
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	1,0781	2 156	1,0781	2 156

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 17 janvier 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
9 novembre 2021	31 décembre 2021	17 janvier 2022	0,180 \$	0,202750 \$	0,359375 \$

14. 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Débiteurs	6 809	(29 992)	(22 058)	(26 107)
Charges payées d'avance et autres	(5 756)	(6 033)	(11 979)	(12 048)
Fournisseurs et autres créditeurs	(14 005)	19 723	18 708	12 307
	(12 952)	(16 302)	(15 329)	(25 848)

b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(39 120)	(37 261)	(127 848)	(125 778)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(712)	(494)	(3 145)	(1 528)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(496)	(3 272)	(2 506)	(4 780)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(632)	(521)	(1 815)	(1 052)
Total des charges financières	(40 960)	(41 548)	(135 314)	(133 138)
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>				
Variation des immobilisations corporelles impayées	(4 308)	(19 111)	3 685	(13 773)
Crédits d'impôt à l'investissement	8 279	19 403	12 752	96 156
Variation des autres actifs non courants	28	11 521	12	11 521
Variation des coûts de développement de projets impayés	447	266	738	266
Réévaluation des autres passifs	(1 068)	3 207	(14 448)	6 061
Évaluation initiale des autres passifs	1 538	22 494	8 417	75 270
Nouvelle obligation aux termes de l'accord de financement	—	—	19 642	—
Actions ordinaires émises par suite de la conversion de débentures convertibles	—	—	2 306	—
Actions ordinaires émises par le biais de la rémunération fondée sur des titres de capitaux propres	—	568	3 174	1 864
Distributions non versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	385	—	385	—
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	327	2 552	3 074	5 247
Actions ordinaires émises au moment de l'acquisition	89 437	—	89 437	—

c) Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Variations de la dette à long terme				
Dette à long terme au début de la période	4 600 233	4 133 473	4 533 806	4 412 842
Augmentation de la dette à long terme	404 760	195 194	793 331	510 127
Remboursement de la dette à long terme	(629 518)	(42 121)	(892 525)	(661 142)
Paiement des frais de financement différés	—	—	—	(9 256)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	196 505	172 252	196 505	172 252
Crédits d'impôt à l'investissement	(29 617)	—	(29 617)	—
Attributs fiscaux	(20 720)	(4 303)	(21 787)	(15 733)
Crédits d'impôt sur la production	(10 698)	(8 229)	(31 580)	(31 281)
Autres charges financières hors trésorerie	14 294	11 794	38 148	28 093
Écart de change, montant net	39 879	(5 500)	(21 163)	46 658
Dette à long terme à la fin de la période	4 565 118	4 452 560	4 565 118	4 452 560
Variations des débetures convertibles				
Débetures convertibles au début de la période	279 112	280 057	280 075	278 827
Débetures convertibles converties en actions ordinaires	—	—	(2 306)	—
Désactualisation des débetures convertibles	541	662	1 884	1 892
Débetures convertibles à la fin de la période	279 653	280 719	279 653	280 719

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

Informations à fournir à l'égard de la juste valeur

Swaps de taux d'intérêt

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

Contrats de change à terme

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

Couvertures du prix de l'électricité

La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité et des couvertures de base est évaluée au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. Le calcul de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité et des couvertures de base donne lieu à une incertitude de mesure, car les courbes de prix de l'électricité sont établies selon diverses méthodes et hypothèses qui tiennent compte de certaines données non observables. Au 30 septembre 2021, les prix de l'électricité à terme utilisés dans le calcul de la juste valeur étaient les suivants :

En ce qui a trait à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 21,24 \$ US à 81,65 \$ US le MWh entre le 1er octobre 2021 et le 30 juin 2031.

En ce qui a trait aux couvertures du prix de l'électricité de Salvador, les prix à terme de l'électricité du point d'injection de Polpaico devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 5,79 \$ US à 87,58 \$ US le MWh entre le 1er octobre 2021 et le 31 décembre 2030.

En ce qui concerne la couverture de base de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 58,46 \$ US à 59,24 \$ US le MWh entre le 1er octobre 2021 et le 31 décembre 2021, tandis que les prix de l'électricité à terme du point d'injection de Phoebe sont calculés en utilisant un écart historique par rapport au réseau ERCOT South de néant par MWh.

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

Couverture du prix de l'électricité de Phoebe : La juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est tirée des prix à terme de l'électricité qui ne sont pas établis en fonction des données observables du marché pour l'ensemble de la période contractuelle. Les courbes des prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South sont conçues en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) une combinaison des prix observables et des cours des courtiers hors cote obtenus jusqu'en mai 2031; et 2) pour le mois restant jusqu'en juin 2031, les prix extrapolés qui reposent sur le taux de croissance implicite des contrats à terme normalisés sur le prix NYMEX du gaz naturel.

Couvertures du prix de l'électricité de Salvador : La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité est tirée des prévisions des prix à terme de l'électricité, lesquelles ne sont pas établies en fonction des données observables du marché. Ces prévisions sont établies à partir de diverses hypothèses en fonction des prix historiques du marché, de l'offre, de la demande et des volumes de congestion observés sur le réseau chilien, ainsi que de modèles économétriques. En outre, comme le volume nominal des couvertures du prix de l'électricité n'est pas déterminé contractuellement, le volume estimé est établi à partir de diverses hypothèses telles que la demande prévue et le volume d'électricité dont on prévoit l'attribution au terme d'enchères de marché.

Couverture de base de Phoebe : La juste valeur de la couverture de base est tirée des prix à terme de l'électricité observables du réseau ERCOT South pour la durée résiduelle de la période du contrat et d'une courbe des prix à terme du point d'injection de Phoebe conçue en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South pour la durée résiduelle de la période du contrat et 2) l'écart historique entre les prix du réseau ERCOT South et du point d'injection de Phoebe pour la période allant du 1er janvier 2021 au 30 septembre 2021.

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 220 668 \$ US (281 153 \$) au 30 septembre 2021.

Canadian Dollar Offered Rate (« CDOR »)

Bien que le CDOR ne devrait pas être retiré immédiatement, la Banque du Canada s'attend à ce que sa pertinence diminue, comme celle d'autres indices de référence fondés sur le crédit, à mesure que les marchés mondiaux se tournent vers les taux sans risque. Alors que les durées de 1 mois, de 2 mois et de 3 mois ne devraient pas être touchées dans un avenir prévisible, le calcul et la publication du taux CDOR d'une durée de 6 mois et de 12 mois 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, 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 au risque de marché (par exemple, taux d'intérêt, taux de change, prix de l'énergie et autres). 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.

16. ÉVENTUALITÉS

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

Événements de février 2021 au Texas

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

Phoebe

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

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 23 956 \$ US (29 691 \$) 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 projet¹, déduction faite de l'électricité impayée vendue par le projet durant le processus de négociation.

1. Les projets d'énergie renouvelable qui vendent de l'électricité dans le cadre d'une structure de couverture du prix de l'électricité sont exposés à un risque de décalage principalement attribuable 1) au risque lié au volume ou au risque de non-concordance, qui représente le risque d'une insuffisance de l'énergie réellement produite par rapport à la quantité horaire contractuelle, et 2) au risque de base, qui représente le risque de différentiel de prix entre les prix du réseau et les prix au point d'injection par MWh d'électricité prévus aux contrats. Pour couvrir les décalages défavorables temporaires, les contreparties fournissent aux projets un compte de suivi, soit un prêt de fonds de roulement qui est remboursé avec des décalages favorables ultérieurs ou des paiements en trésorerie.

Flat Top et Shannon

En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité de Flat Top et de Shannon en février, laquelle a été rejetée par le destinataire. Afin de conserver les droits de la Société et de ses partenaires relativement aux installations Flat Top et Shannon, des procédures judiciaires ont été engagées le 21 avril 2021. Le 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.

Compte tenu de son interprétation des informations actuellement disponibles et compte tenu du fait que les projets sont sans recours pour la Société, les risques financiers de la Société sont limités aux incidences hors trésorerie sur la reprise potentielle des écarts de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global relativement à ces deux projets. Au 30 septembre 2021, la valeur comptable des placements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon était de néant, à la suite de la comptabilisation par la Société de charges de dépréciation respectives de 53 758 \$ et de 58 851 \$ par l'entremise de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2021. En outre, au 30 septembre 2021, 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 des recouvrements d'impôt différé respectifs de 24 390 \$ et de 15 101 \$ lors du reclassement des actifs et passifs des projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente au cours de la période close le 30 juin 2021.

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

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

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3 181 \$ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. La Société a comptabilisé un montant à recevoir de 3 181 \$ au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant équivalant au montant à recevoir comptabilisé, représentant le capital de 3 181 \$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe d'Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. Une décision a été rendue le 9 février 2021 par la Cour suprême de la Colombie-Britannique, qui a conclu que la décision de l'Environmental Appeal Board était raisonnable et a donc rejeté la requête du contrôleur des droits d'utilisation de l'eau. En mars 2021, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a informé la Société qu'il ferait appel de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé les documents d'appel le 21 juin 2021. L'audience devant la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a eu lieu à Vancouver les 21 et 22 octobre 2021. La décision de la Cour d'appel devrait être rendue dans un délai de 60 à 90 jours suivant l'audience.

Avis de réduction de BC Hydro

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

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

Innergex conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve et cherche à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent à 12 456 \$ (14 183 \$ sur la base des produits proportionnels¹).

1. Les produits proportionnels ne sont pas une mesure reconnue par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la note 18, Information sectorielle, pour obtenir plus d'information.

17. COVID-19

Pour lutter contre la propagation de la COVID-19, les autorités de toutes les régions où la Société mène ses activités ont mis en place des mesures restrictives pour les entreprises. Cependant, à l'exception des avis de réduction reçus de BC Hydro, comme il est décrit à la note 16, *Éventualités*, ces mesures n'ont pas eu d'incidence significative sur la Société jusqu'à présent, car la production d'électricité a été considérée comme un service essentiel dans toutes les régions où 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.

18. 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.

Les résultats sectoriels ci-dessous excluent les résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top à compter du 1er avril 2021, 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.

Période de trois mois close le 30 septembre 2021				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	78 414	70 678	35 472	184 564
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	23 471	3 227	—	26 698
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	10 698	—	10 698
Produits proportionnels sectoriels	101 885	84 603	35 472	221 960
BAIIA ajusté sectoriel	62 546	45 582	29 777	137 905
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	20 378	2 340	—	22 718
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	10 698	—	10 698
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	82 924	58 620	29 777	171 321
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	80 %	64 %	84 %	75 %

Période de neuf mois close le 30 septembre 2021				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	180 910	259 506	104 404	544 820
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	43 040	55 737	885	99 662
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	37 614	—	37 614
Produits proportionnels sectoriels	223 950	352 857	105 289	682 096
BAIIA ajusté sectoriel	140 063	202 841	93 295	436 199
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	33 518	50 779	554	84 851
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	37 614	—	37 614
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	173 581	291 234	93 849	558 664
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	77 %	78 %	89 %	80 %

Au 30 septembre 2021	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	115 093	21 852	—	136 945
Immobilisations corporelles acquises par voie d'acquisitions d'entreprises	273 327	—	10 069	283 396
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	357 502	—	357 502
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	2 113	9 157	788	12 058

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

Période de trois mois close le 30 septembre 2020				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	76 170	67 726	18 755	162 651
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	30 521	6 917	403	37 841
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	13 244	—	13 244
Produits proportionnels sectoriels	106 691	87 887	19 158	213 736
BAIIA ajusté sectoriel	61 847	48 431	14 034	124 312
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	26 402	2 989	274	29 665
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	13 244	—	13 244
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	88 249	64 664	14 308	167 221
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	81 %	72 %	75 %	76 %

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

Au 30 septembre 2020	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	—	24 328	61 022	85 350
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	311	1 927	1 473	3 711

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

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

	Périodes de trois mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits	184 564	162 651	544 820	445 280
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	26 698	37 841	99 662	73 999
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	10 698	13 244	37 614	50 832
Produits proportionnels	221 960	213 736	682 096	570 111
(Perte nette) bénéfice net	(23 464)	7 492	(191 137)	(41 005)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	21 741	11 508	(63 398)	11 540
Charges financières	66 519	60 122	184 838	175 700
Amortissements	59 838	59 368	177 892	170 061
Dépréciation d'actifs non courants	30 660	—	36 974	—
BAIIA	155 294	138 490	145 169	316 296
Autres produits, montant net	(33 827)	(16 725)	(55 056)	(58 250)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(14 311)	(11 382)	190 680	21 398
Variation de la juste valeur des instruments financiers	15 366	(1 859)	107 533	24 835
BAIIA ajusté	122 522	108 524	388 326	304 279
Charges non attribuées :				
Frais généraux et administratifs	10 248	11 089	30 215	29 355
Projets potentiels	5 135	4 699	17 658	13 100
BAIIA ajusté sectoriel	137 905	124 312	436 199	346 734
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	22 718	29 665	84 851	52 287
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	10 698	13 244	37 614	50 832
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	171 321	167 221	558 664	449 853
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	74,7 %	76,4 %	80,1 %	77,9 %

Secteurs géographiques

Au 30 septembre 2021, exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, lesquels sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, la Société avait des participations dans les actifs d'exploitation suivants : 33 centrales hydroélectriques, 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 3 centrales hydroélectriques et 2 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits				
Canada	109 990	120 038	312 706	320 958
États-Unis	43 516	27 274	145 840	54 738
France	15 644	13 938	64 844	67 063
Chili	15 414	1 401	21 430	2 521
	184 564	162 651	544 820	445 280

Aux	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 416 659	3 504 403
États-Unis	1 942 670	1 990 997
France	839 674	922 330
Chili	428 354	166 881
	6 627 357	6 584 611

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

19. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Le 25 octobre 2021, Innergex et HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, ont acquis Curtis Palmer, un portefeuille d'actifs hydroélectriques au fil de l'eau de 60 MW situé à Corinth, New York, composé des centrales Curtis Mills de 12 MW et Palmer Falls de 48 MW, contre une contrepartie totale de 318 369 \$ US (393 409 \$), y compris un montant de 9 195 \$ US (11 362 \$) au titre de la trésorerie et des ajustements au fonds de roulement. En outre, l'acquisition est assortie d'une clause de révision de prix sous réserve de l'évolution du cours du marché du New York Independent System Operator (« NYISO ») au cours des années civiles 2023 et 2024, qui est limitée à 30 000 \$ US. À la clôture, la Société détenait une participation de 50 % dans les centrales et Hydro-Québec détenait indirectement la participation restante de 50 %. Cette acquisition a été financée en partie par le produit tiré des émissions d'actions en septembre 2021 décrites à la note 13.

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 591 \$ engagés au cours de la période close le 30 septembre 2021, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés de résultat.

20. CHIFFRES COMPARATIFS

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

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

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

Siège social

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

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

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

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

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

Actions ordinaires - TSX : INE

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

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

Débetures convertibles - TSX : INE.DB.B

Débetures convertibles - TSX : INE.DB.C

Notes de crédit attribuées par Standard & Poor's

Innergex énergie renouvelable inc.	BB+
Actions privilégiées de série A	B+/P-4 (élevé)
Actions privilégiées de série C	B+/P-4 (élevé)

Notes de crédit attribuées par Fitch

Innergex 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.