

T2

# Rapport trimestriel

Deuxième trimestre - 2023

Pour la période close le 30 juin 2023

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



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

## DONNÉES CLÉS

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

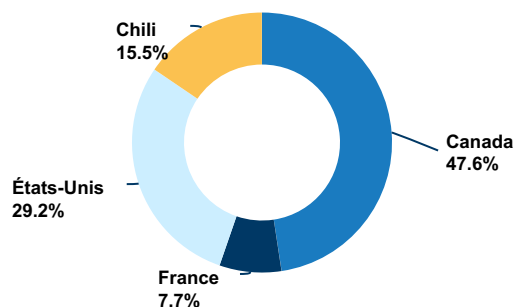
Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

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 ») Production et production proportionnelle	Produits et crédits d'impôt sur la production et produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels BAIIA ajusté et BAIIA ajusté proportionnel Bénéfice net (perte nette) ajusté(e) Flux de trésorerie disponibles Ratio de distribution

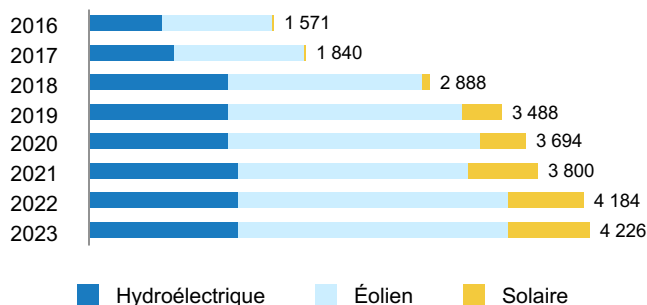
### Indicateurs de rendement clés sur le plan de l'exploitation

Au 8 août 2023, la Société comptait quatre secteurs géographiques et trois secteurs opérationnels.

**Puissance installée brute par pays**



**Puissance installée brute par source d'énergie (MW)**



# STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

Innergex développe, acquiert, détient et exploite des installations de production d'énergie renouvelable et concentre ses activités dans la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire ainsi que dans les technologies de stockage d'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 d'énergie. Innergex s'engage à développer, à acquérir, à détenir et à exploiter des installations d'énergie renouvelable exclusivement, qui génèrent des flux de trésorerie constants, offrent un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté au risque et permettent la distribution d'un dividende durable.

Innergex possède des participations dans 40 centrales hydroélectriques localisées sur 33 bassins versants, 35 parcs éoliens, 9 parcs solaires et 1 installation de stockage d'énergie par batteries. 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.

## Progression dans la réalisation du plan stratégique 2020-2025

La transition vers une économie neutre en carbone sera menée par le secteur de l'énergie renouvelable. Innergex est en bonne posture pour poursuivre sa croissance stratégique et participer à la protection du climat en poursuivant l'optimisation et la croissance de son portefeuille d'installations d'énergie renouvelable. Pour ce faire, la Société s'est fixé quatre objectifs stratégiques à atteindre d'ici 2025 :

### Croître responsablement

Concentrer notre croissance sur nos marchés actuels

### Bâtir notre expertise

Devenir un expert dans le déploiement de technologies de stockage de l'énergie

### Optimiser nos opérations

Valoriser l'expertise et l'innovation pour maximiser les rendements de nos actifs de grande qualité

### Diversifier nos activités

Accroître la diversification de la composition des actifs de la Société au sein de ses marchés cibles existants

La Société tirera profit de son expérience pour développer de nouveaux projets. Elle adoptera et maîtrisera de nouvelles technologies, principalement le stockage d'énergie, élargira sa clientèle au-delà des services publics traditionnels et déploiera de nouveaux modèles d'affaires grâce auxquels elle offrira plus de valeur pour les électrons produits ou stockés.

Innergex, qui produit de l'énergie verte grâce à ses actifs de qualité depuis des dizaines d'années, a fait ses preuves. Ses installations d'énergie renouvelable sont exploitées par une équipe dévouée de professionnels chevronnés qui continueront à optimiser les opérations et à assurer un entretien de qualité. Compte tenu de l'intérêt croissant pour le développement de l'énergie renouvelable, Innergex restera fidèle à son approche qui, depuis longtemps, lui assure une croissance responsable. La Société est convaincue qu'entretenir des relations pour nouer des partenariats à long terme avec les parties prenantes et les collectivités, en particulier les communautés autochtones, lui a permis de développer des projets d'énergie renouvelable uniques qui créent de la valeur.

## 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 8 août 2023, la Société possède et exploite 85 installations en exploitation commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1986 et juillet 2022, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 11,1 années.

Les installations en exploitation vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, des contrats de couvertures du prix de l'électricité<sup>1</sup> ou des contrats industriels à court et long terme (chacun, un « CAÉ ») à des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables ou sur le marché libre. La durée moyenne pondérée restante des CAÉ est de 13,2 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 sociétés de distribution d'électricité et à des clients industriels, ou sur le marché libre. Veuillez vous reporter à la section « Environnement commercial - Inflation » du présent rapport de gestion pour obtenir une analyse sur l'inflation.

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

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

Le tableau ci-après présente les installations en exploitation et les projets en développement au 8 août 2023.

	Nombre d'installations <sup>1</sup>		Puissance installée brute <sup>2</sup> (MW)		Puissance installée nette <sup>3</sup> (MW)		Capacité de stockage (MWh)	
	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement
<b>HYDRO-ÉLECTRIQUE</b>								
Canada	33	1	1 019	8	713	4	—	—
États-Unis	3	—	70	—	40	—	—	—
Chili	4	2	170	112	166	85	—	—
Total partiel	40	3	1 259	120	919	89	—	—
<b>ÉOLIEN</b>								
Canada	8	1	908	102	713	51	—	—
France	16	3	324	52	324	45	—	—
États-Unis	8	1	714	330	714	330	—	—
Chili	3	—	332	—	332	—	—	—
Total partiel	35	5	2 278	484	2 083	426	—	—
<b>SOLAIRE</b>								
Canada	4	—	87	—	87	—	—	—
États-Unis	2	3	450	245	450	245	—	180 <sup>5</sup>
Chili	3	—	153	—	137	—	150 <sup>4</sup>	—
Total partiel	9	3	689	245	674	245	150	180
<b>STOCKAGE</b>								
France	1	—	—	—	—	—	9	—
Chili	—	2	—	—	—	—	—	425 <sup>6</sup>
Total partiel	1	2	—	—	—	—	9	425
<b>Total</b>	<b>85</b>	<b>13</b>	<b>4 226</b>	<b>849</b>	<b>3 676</b>	<b>760</b>	<b>159</b>	<b>605</b>

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

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

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

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

5. Capacité de stockage par batteries liée aux projets solaires Hale Kuawehi (30 MW/120 MWh (4 heures)) et Paeahu (15 MW/60 MWh (4 heures)).

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

Pour obtenir plus d'information sur les projets potentiels de la Société, se reporter à la section « 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 six mois closes le 30 juin 2023. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 8 août 2023, date à laquelle il a été approuvé par le conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023.

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2023, ainsi que les données comparables de 2022, 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 section « 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 section « Information prospective » pour plus d'information.

Des renseignements supplémentaires concernant Innergex, notamment sa Notice annuelle, sont accessibles par l'entremise du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com) ou sur le site Web de la Société à l'adresse [innergex.com](http://innergex.com). L'information publiée sur le site Web de la Société ou qui peut être accessible par ce site Web ne fait pas partie du présent rapport de gestion et n'est pas intégrée aux présentes par renvoi.

## TABLE DES MATIÈRES

1- Faits saillants.....	6	4- Capital et liquidités.....	25
Deuxième trimestre de 2023 - Initiatives de croissance.....	6	Structure du capital.....	25
Deuxième trimestre de 2023 - Information choisie.....	7	Financement de partage fiscal.....	26
Deuxième trimestre de 2023 - Performance d'exploitation.....	8	Situation financière.....	27
Deuxième trimestre de 2023 - Capital et ressources.....	9	Éventualités.....	30
Événements postérieurs.....	10	Flux de trésorerie.....	31
2- Aperçu des activités.....	11	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution.....	33
Environnement commercial.....	11	Information sur le capital-actions.....	35
Installation en exploitation.....	12	Dividendes.....	36
Activités de construction.....	14	5- Mesures non conformes aux IFRS.....	37
Activités de développement.....	15	6- Renseignements complémentaires consolidés.....	42
Projets potentiels.....	16	Secteurs géographiques - Produits.....	42
3- Performance financière et résultats d'exploitation.....	17	Secteurs géographiques - Actifs non courants.....	42
Secteur de la production hydroélectrique.....	18	Information financière trimestrielle historique.....	43
Secteur de la production éolienne.....	19	7- Méthodes comptables et contrôles internes.....	45
Secteur de la production solaire.....	20	Principales méthodes comptables.....	45
Bénéfice net (perte nette).....	21	Contrôles internes.....	46
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée).....	22	Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société.....	47
Participations ne donnant pas le contrôle.....	24	8- Information prospective.....	48

## 1- FAITS SAILLANTS | Deuxième trimestre de 2023 – Initiatives de croissance

Le 1er avril 2023, les contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries des projets d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Paeahu, Kahana et Barbers Point à Hawaii ont été résiliés, tout en demeurant en vigueur pour le projet Hale Kuawehi. Dans le cadre du règlement, Innergex a reçu un paiement totalisant 13,3 M\$ US (18,2 M\$) au deuxième trimestre de 2023.

Le 12 avril 2023, la Société a accru sa facilité de lettre de crédit existante garantie par Exportation et développement Canada pour la porter à un montant allant jusqu'à 200,0 M\$, soit une augmentation de 50,0 M\$ par rapport à 2022, afin de donner à la Société une plus grande souplesse pour soutenir ses activités de développement.

Le 19 avril 2023, Innergex a cédé le projet d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Kahana pour un montant symbolique, lui permettant ainsi de récupérer son investissement et éventuellement d'obtenir des paiements supplémentaires si le projet franchit certaines étapes.

Le 21 avril 2023, Innergex a conclu un crédit-relais sans recours pour la construction d'une durée de deux ans de 49,5 M\$ US (66,7 M\$) avec SMBC pour le projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés au Chili. Cet emprunt lié à la construction devrait être remboursé à même le produit d'un futur financement à long terme sans recours une fois que l'installation aura été mise en service commercial. La tranche de 12,4 M\$ US (16,7 M\$) restante, qui représente le coût total de la construction de l'installation, sera financée par les facilités de crédit renouvelables d'Innergex.

Le 31 mai 2023, Innergex a conclu avec Hydro-Québec un contrat d'achat d'électricité ferme de 30 ans partiellement indexé à l'inflation de 30 % pour l'électricité qui sera produite par le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n 2 (« MU2 »), qui est détenu en partenariat à parts égales avec Mi'gmawei Mawiomi Business Corporation (« MMBC »), une organisation représentant les trois communautés Mi'gmaq du Québec.

## 1- FAITS SAILLANTS | Deuxième trimestre de 2023 – Information choisie

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>RÉSULTATS D'EXPLOITATION</b>				
Production (MWh)	2 951 098	2 855 891	5 263 754	5 160 494
Produits et crédits d'impôt sur la production	269 541	238 513	487 869	446 283
Résultat d'exploitation	93 322	92 526	156 291	161 868
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	186 989	159 310	332 089	309 153
Bénéfice net (perte nette)	24 805	(24 590)	11 769	(59 520)
Perte nette ajustée <sup>1</sup>	11 260	(1 546)	(85)	(3 882)
<b>PROPORTIONNEL</b>				
Production proportionnelle (MWh) <sup>1</sup>	3 123 901	2 991 550	5 483 869	5 349 579
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels <sup>1</sup>	285 127	251 457	509 582	467 571
BAlIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	199 194	168 750	347 637	323 930
<b>ACTIONS ORDINAIRES</b>				
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	36 759	36 739	73 508	73 472
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	689	689	1 379	1 379
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	718	718	1 437	1 437
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	203 492	203 558	203 527	200 123

	Périodes de douze mois closes les 30 juin	
	2023	2022
<b>FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION</b>		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>2</sup>	392 250	308 384
Flux de trésorerie disponibles <sup>1,2</sup>	115 342	173 640
Ratio de distribution <sup>1,2</sup>	127 %	82 %

	Aux	
	30 juin 2023	31 décembre 2022
<b>SITUATION FINANCIÈRE</b>		
Total de l'actif	8 738 185	8 602 427
Total du passif	7 370 546	7 116 000
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 222 508	1 316 195
Participations ne donnant pas le contrôle	145 131	170 232

- 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 section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.
- Pour obtenir plus d'information sur le calcul et une explication, se reporter à la section 4 « CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » du présent rapport de gestion.



## 1- FAITS SAILLANTS | Deuxième trimestre de 2023 – Performance d'exploitation

Le deuxième trimestre a bénéficié de l'apport des acquisitions réalisées récemment, à savoir celle des trois parcs solaires de Sault Ste. Marie, en Ontario, conclue au premier trimestre de 2023, et celle des trois parcs éoliens Aela, au Chili, conclue au deuxième trimestre de 2022, par l'augmentation de la production et des produits des parcs éoliens en France et par la hausse de la production et des produits des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique. La production trimestrielle est inférieure à la moyenne à long terme, mais a toutefois été compensée par la hausse des prix.

La Société est satisfaite des progrès réalisés sur ses cinq projets de construction, trois d'entre eux devant être mis en service en 2023, comme prévu. Au cours du deuxième trimestre, la cérémonie officielle d'inauguration des travaux du projet Boswell Springs dans le Wyoming, aux États-Unis, a eu lieu, et l'entrepreneur a été mobilisé sur le site. La mise en service est prévue au quatrième trimestre de 2024. La modification du contrat d'achat d'électricité (« CAÉ ») pour augmenter les prix de vente de 56 % pour le projet solaire et de stockage d'énergie par batteries Hale Kuawehi a été approuvée par la Public Utilities Commission d'Hawaii, et les activités de construction limitées ont repris sur le site. La Société a également réalisé des progrès importants au chapitre de ses projets en développement, notamment en signant un CAÉ de 30 ans pour le projet éolien Mesg'ig Ujju's'n 2 (« MU2 ») au Québec, au Canada, détenu en partenariat à parts égales, et en renouvelant en juillet 2023 son CAÉ pour le projet éolien Auxy Bois Régnier, en France, à des conditions de prix plus favorables.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, les **produits et crédits d'impôt sur la production** ont augmenté de 13 % pour s'établir à 269,5 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse s'explique essentiellement par les acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie, l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique et des centrales Curtis Palmer aux États-Unis, les régimes éoliens supérieurs et la hausse des produits tirés des nouveaux CAÉ des parcs éoliens en France, les prix favorables au parc Foard City et l'augmentation de la production et des prix de vente des parcs éoliens au Québec. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la diminution de la production et des prix nodaux du parc éolien Griffin Trail et la baisse des prix de vente du parc solaire Phoebe. Les produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels<sup>1</sup> se sont établis à 285,1 M\$, en hausse de 13 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, les **charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels** ont augmenté de 19 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier pour se chiffrer à 79,3 M\$. La hausse des charges s'explique essentiellement par les acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie, par les coûts d'entretien exceptionnels de plusieurs parcs éoliens du Québec et par l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 sur les parcs éoliens en France. L'augmentation est compensée en partie par la diminution des coûts d'entretien de certaines centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique et par les charges d'exploitation moins élevées des parcs solaires chiliens en raison d'une modification de la réglementation, qui a entraîné une réduction des frais liés aux droits de transport.

En raison des facteurs susmentionnés, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> s'est établi à 187,0 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, en hausse de 17 %, et le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a atteint 199,2 M\$, en hausse de 18 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Innergex a comptabilisé un bénéfice net de 24,8 M\$ (bénéfice net par action de base et dilué de 0,10 \$ et de 0,09 \$, respectivement) pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, comparativement à une perte nette de 24,6 M\$ (perte nette par action, de base et diluée, de 0,13 \$) pour la période correspondante de 2022. Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la hausse du bénéfice net s'explique essentiellement par une variation favorable de 57,3 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe. La hausse du bénéfice net a été en partie contrebalancée par une augmentation de 14,5 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie, par une augmentation de 13,4 M\$ des charges financières découlant essentiellement du refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela, et par une hausse des frais généraux et administratifs, du fait surtout de la réduction des charges inscrites à l'actif des projets en cours de construction, de l'acquisition d'Aela et de la hausse des salaires attribuable aux employés supplémentaires nécessaires pour soutenir le développement et la croissance de la Société.

---

<sup>1</sup> Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.



## 1- FAITS SAILLANTS | Deuxième trimestre de 2023 – Capital et ressources

L'augmentation du total des actifs comparativement au 31 décembre 2022 est en grande partie attribuable aux actifs acquis à la suite de l'acquisition de Sault Ste. Marie, aux activités de construction des projets Hale Kuawehi et Boswell Springs et des projets de stockage par batteries Salvador et San Andrés et à l'augmentation des débiteurs, laquelle découle surtout de la hausse des produits découlant de l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques au printemps. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les amortissements et par la différence entre les modules solaires « Safe Harbor », classés comme étant des actifs détenus en vue de la vente en 2022 et vendus au cours du premier trimestre de 2023, et les actifs des parcs solaires Kokomo et Spartan, classés comme étant détenus en vue de la vente au cours du deuxième trimestre de 2023.

L'augmentation du total des passifs par rapport au 31 décembre 2022 découle essentiellement de la hausse des prêts et emprunts à long terme attribuable à l'acquisition de Sault Ste. Marie ainsi que des prélèvements sur la tranche restante des fonds disponibles provenant des obligations vertes afin d'achever la construction du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador au Chili et sur la disponibilité restante de la facilité à prélèvements différés des prêts Alterra. Au deuxième trimestre de 2023, la Société a également conclu un crédit-relais sans recours pour la construction d'une durée de deux ans pour le projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés au Chili.

La diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires en regard du 31 décembre 2022 est principalement attribuable au total du résultat global, aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées et aux distributions aux participations ne donnant pas le contrôle.

La baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation pour la période de trois mois close le 30 juin 2023 s'explique essentiellement par l'augmentation des charges financières payées se rapportant au refinancement de la dette sans recours au Chili au cours du troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela, ce qui a été contrebalancé en partie par l'apport des acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et par la baisse de la perte réalisée sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe essentiellement attribuable à la diminution des courbes de prix de l'électricité du marché. Pour la période de douze mois close le 30 juin 2023, les flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> ont subi l'incidence d'une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, attribuable à la production exceptionnellement faible en Colombie-Britannique au quatrième trimestre de 2022 et au premier trimestre de 2023 en raison du temps sec, au paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçu au premier trimestre de 2022, et à une augmentation des intérêts payés attribuable aux acquisitions et aux activités de construction, facteurs partiellement compensés par l'apport des acquisitions aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et une diminution des flux de trésorerie disponibles attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

---

<sup>1</sup> Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures IFRS présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

## 1- FAITS SAILLANTS | Événements postérieurs

### Entente de partenariat à long terme pour une participation minoritaire dans le portefeuille d'Innergex en France

Le 7 août 2023, la Société a conclu une entente visant à former un partenariat à long terme avec Crédit Agricole Assurances, en lien avec Crédit Agricole Centre-Est, pour une participation minoritaire de 30 % dans le portefeuille d'Innergex en France, ce qui représente un investissement de 128,0 M€ (188,4 M\$), sous réserve des ajustements de clôture usuels. Le produit sera affecté immédiatement à la réduction des facilités de crédit renouvelables d'Innergex à la clôture de la transaction et au financement des activités de développement de la Société au cours des prochaines années. La réalisation de la transaction devrait avoir lieu au cours du deuxième semestre de 2023.

### Financement de Boswell Springs

Le 14 juillet 2023, la Société a conclu le financement de la construction du projet éolien Boswell Springs, qui totalise 533,6 M\$ US (703,8 M\$), porte intérêt au taux SOFR à un mois majoré de 1 % et vient à échéance en 2025, et qui comprend un emprunt lié à la construction de 207,0 M\$ US (273,0 M\$) et un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 326,6 M\$ US (430,8 M\$), ainsi qu'une facilité de lettre de crédit de 49,2 M\$ US (64,9 M\$) portant intérêt à 1,31 %. L'emprunt lié à la construction sera remboursé au moyen d'un emprunt sans recours de 10 ans de 203,3 M\$ US (268,1 M\$) portant intérêt au taux SOFR à 180 jours majoré de 1,375 %, et il est prévu que le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal sera remboursé à même le produit de l'investisseur participant au partage fiscal.

Le 17 juillet 2023, la Société a conclu trois swaps de taux d'intérêt pour couvrir une tranche de 152,5 M\$ US (201,9 M\$) du financement de construction qui est assujéti à des taux d'intérêt variables, pour un montant nominal couvert total de 265,8 M\$ US (351,9 M\$), y compris les swaps de taux d'intérêt qui avaient été précédemment conclus.

### Cession des projets solaires Kokomo et Spartan

Le 17 juillet 2023, la Société a cédé les parcs solaires Kokomo (6 MW) et Spartan (10,5 MW) pour un montant symbolique. Aucun produit ou charge important n'a été comptabilisé dans le cadre de ces transactions.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Environnement commercial

### Caractère saisonnier des activités

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

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

En GWh et %	PMLT consolidée et saisonnalité trimestrielle <sup>1</sup>								Total	
	T1		T2		T3		T4			
HYDRO-ÉLECTRIQUE	538	14 %	1 256	33 %	1 219	32 %	824	21 %	3 837	32 %
ÉOLIEN	1 779	28 %	1 553	24 %	1 334	21 %	1 756	27 %	6 422	54 %
SOLAIRE	336	21 %	461	29 %	465	29 %	319	20 %	1 581	13 %
Total	2 653	22 %	3 270	28 %	3 018	25 %	2 899	24 %	11 840	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 8 août 2023. 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 section « Données clés » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

### Inflation

Dans le sillage de la pandémie et du contexte géopolitique qui prévaut actuellement, les secteurs géographiques dans lesquels Innergex exerce ses activités ont été touchés par une pression inflationniste accrue découlant de l'augmentation des dépenses de consommation, des pénuries de main-d'œuvre et des perturbations de la chaîne d'approvisionnement mondiale. Les installations en exploitation de la Société ont fait preuve de résilience face à l'inflation, car la plupart de ses CAÉ à long terme comportent des clauses d'indexation partielle ou complète qui prévoient un ajustement annuel des effets de l'inflation. Il en est de même pour les projets en développement et en construction d'Innergex, à l'exception de certains projets pour lesquels des discussions sur la révision des CAÉ sont en cours (voir les sections « Activités de construction » et « Activités de développement » du présent rapport de gestion pour plus d'information). Ainsi, les pressions exercées par l'inflation sur les charges d'exploitation, frais généraux et frais d'administration et les coûts de construction de la Société sont absorbées par des produits plus élevés.

### Taux d'intérêt

Les fluctuations des taux d'intérêt constituent une préoccupation particulièrement importante dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements comme celui de l'énergie électrique. La Société a généralement recours dans une forte proportion à des prêts et emprunts à long terme pour financer les besoins en capital de ses installations. La Société est exposée au risque de taux d'intérêt principalement par le biais des prêts et emprunts à long terme à taux variable. Elle atténue ce risque en concluant des accords de financement à taux fixe ou des accords de swap de taux d'intérêt en même temps qu'elle conclut des facilités d'emprunt à taux variable, habituellement assortis de périodes nominales et d'amortissement similaires. Au 30 juin 2023, environ 8,2 % du total des prêts et emprunts à long terme de la Société étaient exposés aux fluctuations des taux d'intérêt. Les prêts et emprunts à long terme de la Société ont une échéance moyenne pondérée de 12,7 ans, de sorte que les fluctuations à court terme des taux d'intérêt ont une incidence limitée sur les flux de trésorerie futurs de la Société.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Installations en exploitation

Secteur énergétique	Emplacement	Période de trois mois close le 30 juin 2023		Période de trois mois close le 30 juin 2022		Période de trois mois Variation de la production en %	Période de six mois close le 30 juin 2023		Période de six mois close le 30 juin 2022		Période de six 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	
<b>HYDRO-ÉLECTRIQUE</b>	Québec	200 088	93 %	211 514	99 %	(5) %	331 915	98 %	341 181	101 %	(3) %
	Ontario	18 439	89 %	21 617	104 %	(15) %	42 043	93 %	45 298	100 %	(7) %
	Colombie-Britannique	774 051	95 %	684 025	84 %	13 %	879 579	86 %	855 200	83 %	3 %
	États-Unis	105 087	94 %	105 440	95 %	— %	223 594	105 %	205 371	97 %	9 %
	Chili	80 897	83 %	105 470	109 %	(23) %	140 698	81 %	155 939	90 %	(10) %
	<b>Total partiel</b>	<b>1 178 562</b>	<b>94 %</b>	<b>1 128 066</b>	<b>90 %</b>	<b>4 %</b>	<b>1 617 829</b>	<b>90 %</b>	<b>1 602 989</b>	<b>89 %</b>	<b>1 %</b>
<b>ÉOLIEN</b>	Québec	532 749	105 %	516 371	102 %	3 %	1 052 497	88 %	1 220 618	102 %	(14) %
	France	145 788	102 %	129 957	82 %	12 %	384 810	106 %	337 815	86 %	14 %
	États-Unis	500 036	74 %	649 218	96 %	(23) %	1 221 792	91 %	1 300 176	98 %	(6) %
	Chili <sup>4</sup>	199 214	89 %	57 906	97 %	244 %	356 561	82 %	57 906	97 %	516 %
	<b>Total partiel</b>	<b>1 377 787</b>	<b>89 %</b>	<b>1 353 452</b>	<b>97 %</b>	<b>2 %</b>	<b>3 015 660</b>	<b>90 %</b>	<b>2 916 515</b>	<b>98 %</b>	<b>3 %</b>
<b>SOLAIRE</b>	Ontario	39 091	94 %	12 860	108 %	204 %	51 631	94 %	18 891	101 %	173 %
	États-Unis	302 417	84 %	307 237	85 %	(2) %	451 713	77 %	490 638	84 %	(8) %
	Chili <sup>3</sup>	53 241	80 %	54 276	81 %	(2) %	126 921	76 %	131 461	86 %	(3) %
	<b>Total partiel</b>	<b>394 749</b>	<b>84 %</b>	<b>374 373</b>	<b>85 %</b>	<b>5 %</b>	<b>630 265</b>	<b>78 %</b>	<b>640 990</b>	<b>84 %</b>	<b>(2) %</b>
<b>PRODUCTION TOTALE<sup>1</sup></b>		<b>2 951 098</b>	<b>90 %</b>	<b>2 855 891</b>	<b>92 %</b>	<b>3 %</b>	<b>5 263 754</b>	<b>89 %</b>	<b>5 160 494</b>	<b>93 %</b>	<b>2 %</b>
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		172 803	110 %	135 659	86 %	27 %	220 115	107 %	189 085	92 %	16 %
<b>PRODUCTION PROPORTIONNELLE<sup>1,2</sup></b>		<b>3 123 901</b>	<b>91 %</b>	<b>2 991 550</b>	<b>92 %</b>	<b>4 %</b>	<b>5 483 869</b>	<b>89 %</b>	<b>5 349 579</b>	<b>93 %</b>	<b>3 %</b>

1. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue de la production et incluse dans la production proportionnelle.
2. Les résultats de l'installation en coentreprise Shannon depuis le 1er avril 2021 ont été exclus en raison du classement des actifs et des passifs de ce projet comme étant un groupe destiné à être cédé classé comme dévolu en vue de la vente, jusqu'à sa vente le 4 mars 2022.
3. L'acquisition de San Andrés a été conclue le 28 janvier 2022.
4. L'acquisition d'Aela a été conclue le 9 juin 2022.

La **production** pour la période de trois mois close le 30 juin 2023 s'est établie à 90 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par les débits d'eau faibles dans toutes les régions, par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne aux États-Unis, en France et au Chili et par l'ensoleillement moindre et la réduction économique au parc solaire Phoebe au Texas et aux parcs solaires Salvador et San Andrés au Chili. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la production plus élevée des parcs éoliens du Québec. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 110 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 91 % de la PMLT.

La **production** pour la période de six mois close le 30 juin 2023 s'est établie à 89 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par les débits d'eau faibles en Colombie-Britannique et au Chili, par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec, par des régimes éoliens plus faibles aux parcs éoliens Griffin Trail et Foad City aux États-Unis, par des régimes éoliens plus faibles et la réduction économique à Sarco et à Aurora au Chili, et par l'ensoleillement moindre et la réduction économique au parc solaire Phoebe au Texas et aux parcs solaires Salvador et San Andrés au Chili. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la production plus élevée des centrales hydroélectriques Curtis Palmer aux États-Unis. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 107 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 89 % de la PMLT.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de construction

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

Nom (emplacement)	Type	Participation (%)	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée <sup>1</sup> (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Date prévue de mise en service
Innavik (QC, Canada)	Hydroélectrique	50	7,5	54,7	40	2023
Stockage d'énergie par batteries Salvador (Chili)	Stockage	100	Note 4	—	—	2023
Stockage d'énergie par batteries San Andrés (Chili)	Stockage	100	Note 5	—	—	2023
Hale Kuawehi (Hawaii, É.-U.)	Solaire	100	30,0 <sup>2</sup>	87,4 <sup>3</sup>	25	2024
Boswell Springs (Wyoming, É.-U.)	Éolien	100	329,8	1 262,0	30	2024

- 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.
- Projet solaire disposant d'une capacité de stockage par batteries de 30 MW/120 MWh (4 heures).
- Le CAÉ représente un paiement de capacité forfaitaire fixe au titre de la disponibilité de l'énergie répartissable.
- Capacité de stockage par batteries de 50 MW/250 MWh (5 heures).
- Capacité de stockage par batteries de 35 MW/175 MWh (5 heures).

Le statut des projets suivants a été mis à jour :

### Innavik :

- La construction est maintenant pratiquement terminée; la fermeture de la dérivation ayant été achevée cet été.
- Les travaux de terrassement et de remise en état du site se poursuivent et devraient durer tout l'été.
- Les entrepreneurs en électromécanique ont commencé à entreprendre la mise en service à sec, qui devrait être achevée au troisième trimestre de 2023.
- Les essais en eau suivront et la mise en service avec charge avec Hydro-Québec aura lieu au troisième trimestre de 2023.
- L'entrepreneur a inscrit une hypothèque légale au premier trimestre de 2023, réclamant le paiement de coûts supplémentaires. La Société conteste cette réclamation, mais l'entrepreneur a néanmoins convenu de continuer de travailler à l'achèvement du projet.
- La mise en service commerciale du projet est prévue au troisième trimestre de 2023.

### Stockage d'énergie par batteries Salvador :

- Les travaux électriques, les interconnexions et la livraison et l'installation de l'équipement sont en cours.
- La mise en service est en cours.
- La mise en service commerciale du projet est prévue au troisième trimestre de 2023.

### Stockage d'énergie par batteries San Andrés :

- Les fondations préfabriquées sont installées.
- Les transformateurs et les convertisseurs sont installés.
- La livraison et l'installation de l'équipement ont commencé au deuxième trimestre de 2023.
- La mise en service commerciale du projet est prévue pour le quatrième trimestre de 2023.

### Hale Kuawehi :

- Les activités de construction limitées ont repris sur le site.
- Le CAÉ avec HECO, la société de services publics locale, a été modifié et a été approuvé par la Public Utility Commission (« PUC »).
- La mise en service commerciale du projet est prévue au troisième trimestre de 2024.

### Boswell Springs

- L'entrepreneur est mobilisé sur le site depuis le deuxième trimestre de 2023.
- La ligne de raccordement progresse bien et est achevée à plus de 40 %.
- La construction des fondations en béton pour les éoliennes a commencé.
- Le financement de construction a été conclu en juillet 2023.
- Les investisseurs participant au partage fiscal devraient s'engager dans le projet au troisième trimestre de 2023.
- La mise en service commerciale du projet est prévue pour le quatrième trimestre de 2024.

## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de développement

Innergex détient un portefeuille de projets au stade de développement d'une puissance installée brute d'environ 481,1 MW. Le tableau ci-après présente leur statut à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Puissance installée brute (MW)	Durée du CAÉ (années)	Date prévue de mise en service
Mesgi'g Ugju's'n 2 (Canada)	Éolien	102,2	30	2026
Paeahu (Hawaii, É.-U.)	Solaire	15,0 <sup>2</sup>	25	— <sup>3</sup>
Palomino (Ohio, É.-U.)	Solaire	200,0	—	2025
Lazenay (France)	Éolien	9,0	— <sup>1</sup>	2024
Auxy Bois Régnier (France)	Éolien	29,4	20	2025
Montjean 2 (France)	Éolien	13,5	20	2028
Frontera (Chili)	Hydroélectrique	109,0	— <sup>1</sup>	2028
Rucacura (Chili)	Hydroélectrique	3,0	— <sup>1</sup>	2025

1. L'électricité sera vendue sur le marché libre ou par l'entremise de CAÉ qui n'ont pas encore été conclus.
2. Projet solaire disposant d'une capacité de stockage par batteries de 15 MW/60 MWh (4 heures).
3. Le calendrier du projet est en cours de révision.

Le statut des projets suivants a été mis à jour depuis le trimestre précédent :

### Mesgi'g Ugju's'n 2 (« MU2 ») :

- La signature du CAÉ avec Hydro-Québec a eu lieu au deuxième trimestre de 2023.
- Des négociations sont en cours avec des fabricants d'éoliennes.
- L'étude d'impact environnemental a été présentée pour approbation.

### Paeahu :

- En attente d'une décision positive sur la contestation.

### Palomino :

- Des discussions commerciales sont en cours avec divers preneurs intéressés.
- L'étude d'interconnexion se poursuit et devrait être achevée au troisième trimestre de 2023.
- Le certificat de compatibilité environnementale et de besoin du public (*Certificate of Environmental Compatibility and Public Need*) a été obtenu.

### Lazenay :

- Le contrat de servitude est en cours de négociation et devrait être conclu au troisième trimestre de 2023.
- Le modèle d'éolienne a été choisi et le contrat est à l'étude.

### Auxy Bois Régnier :

- L'appel est toujours en cours et l'interconnexion est prévue pour le premier trimestre de 2025.
- Les contrats d'interconnexion ont été signés.
- Le projet a renouvelé avec succès son CAÉ à des conditions de prix plus favorables dans le cadre du dernier appel d'offres pour de l'énergie éolienne terrestre en France.

### Montjean 2 :

- Un CAÉ est en place depuis le deuxième trimestre de 2021.
- Le projet est prêt à être construit, mais diverses options d'interconnexion au réseau sont à l'étude afin de devancer la mise en service commerciale du projet.

### Frontera :

- Le point de connexion et le tracé de la ligne de transport sont à l'étude.

### Rucacura :

- Le permis d'interconnexion a été approuvé.
- L'équipement électromécanique est en cours de négociation avec divers fournisseurs.



## 2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Projets potentiels

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

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

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

	Stade préliminaire		Stade intermédiaire		Stade avancé		Puissance totale <sup>1</sup> (en MW)	Nombre total de projets
	Puissance <sup>1</sup> (en MW)	Nombre de projets	Puissance <sup>1</sup> (en MW)	Nombre de projets	Puissance <sup>1</sup> (en MW)	Nombre de projets		
<b>CANADA</b>								
Hydroélectrique	500	15	—	—	—	—	500	15
Solaire	480	6	—	—	—	—	480	6
Éolien	3 431	15	2 550	7	—	—	5 981	22
Total partiel	4 411	36	2 550	7	—	—	6 961	43
<b>ÉTATS-UNIS</b>								
Solaire	99	2	300	1	685	4	1 084	7
Éolien	—	—	400	1	—	—	400	1
Hydrogène vert <sup>2</sup>	5	1	—	—	—	—	5	1
Total partiel	104	3	700	2	685	4	1 489	9
<b>FRANCE</b>								
Solaire	42	3	—	—	86	1	128	4
Éolien	21	1	134	7	159	8	314	16
Total partiel	63	4	134	7	245	9	442	20
<b>CHILI</b>								
Hydroélectrique	29	2	—	—	154	1	183	3
Solaire	32	1	—	—	—	—	32	1
Éolien	245	2	—	—	—	—	245	2
Total partiel	306	5	—	—	154	1	460	6
<b>Total</b>	<b>4 884</b>	<b>48</b>	<b>3 384</b>	<b>16</b>	<b>1 084</b>	<b>14</b>	<b>9 352</b>	<b>78</b>
Variation par rapport au premier trimestre de 2023	+432	—	+18	—	+19	—	+469	—

1. Seule la puissance installée brute des projets potentiels est fournie étant donné que la puissance nette n'est pas encore définie à cette étape-ci.
2. Dans ce tableau, l'électrolyseur a été affecté aux États-Unis jusqu'à ce que de nouveaux progrès soient réalisés. La production est estimée à 800 000 kg par année, ce qui correspond à environ 5 MW selon les hypothèses actuelles.

Depuis le premier trimestre de 2023, cinq nouveaux projets au Canada ont été ajoutés au stade préliminaire, tandis que cinq projets ont été abandonnés, soit quatre projets aux États-Unis et un projet au Canada, pour une augmentation nette de 432 MW. Les projets au stade intermédiaire et au stade avancé ont également enregistré une augmentation nette de 37 MW.

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

	Périodes de trois mois closes les 30 juin				Périodes de six mois closes les 30 juin			
	2023	2022	Variation		2023	2022	Variation	
Produits	251 912	219 746	32 166	15 %	449 311	408 469	40 842	10 %
Crédits d'impôt sur la production	17 629	18 767	(1 138)	(6)%	38 558	37 814	744	2 %
<b>Produits et crédits d'impôt sur la production</b>	<b>269 541</b>	<b>238 513</b>	<b>31 028</b>	<b>13 %</b>	<b>487 869</b>	<b>446 283</b>	<b>41 586</b>	<b>9 %</b>
Charges d'exploitation	55 789	50 546	5 243	10 %	107 035	90 584	16 451	18 %
Frais généraux et administratifs	16 584	10 540	6 044	57 %	36 293	24 679	11 614	47 %
Charges liées aux projets potentiels	6 903	5 788	1 115	19 %	11 401	9 808	1 593	16 %
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 349	—	3 349	— %	5 918	—	5 918	— %
Amortissements	93 594	79 113	14 481	18 %	170 931	159 344	11 587	7 %
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>93 322</b>	<b>92 526</b>	<b>796</b>	<b>1 %</b>	<b>156 291</b>	<b>161 868</b>	<b>(5 577)</b>	<b>(3) %</b>
Charges financières	90 539	77 159	13 380	17 %	175 341	143 560	31 781	22 %
Autres produits, montant net	(3 101)	(216)	(2 885)	(1 336)%	(3 541)	(1 298)	(2 243)	(173) %
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées <sup>1</sup>	(4 384)	(1 222)	(3 162)	(259)%	289	986	(697)	(71) %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(17 248)	40 041	(57 289)	(143)%	(19 129)	80 556	(99 685)	(124) %
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	2 711	1 354	1 357	100 %	(8 438)	(2 416)	(6 022)	(249) %
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>24 805</b>	<b>(24 590)</b>	<b>49 395</b>	<b>201 %</b>	<b>11 769</b>	<b>(59 520)</b>	<b>71 289</b>	<b>120 %</b>
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	20 739	(25 185)	45 924	182 %	6 403	(59 587)	65 990	111 %
Participations ne donnant pas le contrôle	4 066	595	3 471	583 %	5 366	67	5 299	7 909 %
	<b>24 805</b>	<b>(24 590)</b>	<b>49 395</b>	<b>201 %</b>	<b>11 769</b>	<b>(59 520)</b>	<b>71 289</b>	<b>120 %</b>
Bénéfice net (perte nette) par action attribuable aux propriétaires, de base (\$)	0,10	(0,13)			0,02	(0,31)		
Bénéfice net (perte nette) par action attribuable aux propriétaires, dilué(e) (\$)	0,09	(0,13)			0,02	(0,31)		

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.

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

Secteur de la production hydroélectrique	Périodes de trois mois closes les 30 juin			Périodes de six mois closes les 30 juin		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Production (MWh)	1 178 562	1 128 066	4 %	1 617 829	1 602 989	1 %
PMLT (MWh)	1 256 392	1 256 499	— %	1 794 811	1 794 967	— %
PMLT (%)	94 %	90 %	4 %	90 %	89 %	1 %
Produits	108 125	100 119	8 %	166 954	166 030	1 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	19 989	23 742	(16) %	38 082	43 023	(11) %
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	88 136	76 377	15 %	128 872	123 007	5 %
<b>PROPORTIONNEL<sup>1</sup></b>						
Production proportionnelle (MWh)	1 328 047	1 243 834	7 %	1 782 796	1 733 403	3 %
PMLT proportionnelle (%)	96 %	89 %	7 %	92 %	89 %	3 %
Produits proportionnels	120 750	110 506	9 %	181 211	179 647	1 %
BAIIA ajusté proportionnel	98 219	84 192	17 %	138 700	131 962	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 section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, l'augmentation de 8 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par l'accroissement de la production des centrales de la Colombie-Britannique et des centrales Curtis Palmer et la hausse des prix au comptant des centrales au Chili. La diminution de 16 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique par la baisse des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 15 % pour s'établir à 88,1 M\$.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, l'augmentation de 9 % des produits proportionnels<sup>1</sup> du secteur de la production hydroélectrique est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés et des produits des coentreprises et des entreprises associées, en raison de l'accroissement de la production des centrales en Colombie-Britannique. Les coentreprises et les entreprises associées n'ont pas eu d'incidence importante sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs par rapport à la période correspondante de l'an dernier. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a augmenté de 17 % pour s'établir à 98,2 M\$.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, l'augmentation de 1 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par l'accroissement de la production des centrales Curtis Palmer et la hausse des prix au comptant des centrales au Chili, ce qui a été partiellement compensé par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction reçu au premier trimestre de 2022. La diminution de 11 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique par la baisse des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 5 % pour s'établir à 128,9 M\$.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, l'augmentation de 1 % des produits proportionnels<sup>1</sup> du secteur de la production hydroélectrique est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés et des produits des coentreprises et des entreprises associées, en raison de l'accroissement de la production de la centrale Umbata Falls et des centrales en Colombie-Britannique. Les coentreprises et les entreprises associées n'ont pas eu d'incidence importante sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs par rapport à la période correspondante de l'an dernier. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a augmenté de 5 % pour s'établir à 138,7 M\$.

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

Secteur de la production éolienne	Périodes de trois mois closes les 30 juin			Périodes de six mois closes les 30 juin		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Production (MWh)	1 377 787	1 353 452	2 %	3 015 660	2 916 515	3 %
PMLT (MWh)	1 554 159	1 401 788	11 %	3 338 233	2 980 770	12 %
PMLT (%)	89 %	97 %	(8) %	90 %	98 %	(8) %
Produits et crédits d'impôt sur la production	118 800	104 405	14 %	262 387	229 349	14 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	32 709	22 220	47 %	62 815	38 641	63 %
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	86 091	82 185	5 %	199 572	190 708	5 %
<b>PROPORTIONNEL<sup>1</sup></b>						
Production proportionnelle (MWh)	1 401 105	1 373 343	2 %	3 070 808	2 975 186	3 %
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels	121 761	106 962	14 %	269 843	237 020	14 %
PMLT proportionnelle (%)	89 %	96 %	(7) %	90 %	98 %	(8) %
BAIIA ajusté proportionnel	88 213	83 810	5 %	205 292	196 530	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 section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, les produits et crédits d'impôt sur la production du secteur de la production éolienne ont augmenté de 14 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'acquisition d'Aela le 9 juin 2022, le régime éolien supérieur et la hausse des produits tirés des nouveaux CAÉ des parcs éoliens en France, les prix favorables au parc Foard City et l'accroissement de la production des parcs éoliens au Québec. Cette hausse a été compensée en partie par la baisse de la production et des prix nodaux au parc éolien Griffin Trail. L'augmentation de 47 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique essentiellement par les coûts d'entretien exceptionnels de plusieurs centrales du Québec, par les charges plus élevées à la suite de l'acquisition d'Aela et par l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 sur les parcs éoliens en France. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 5 % pour s'établir à 86,1 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, l'augmentation de 14 % des produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels<sup>1</sup> est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés et aux produits des coentreprises et des entreprises associées, qui ont augmenté par rapport à ceux de la même période de l'an dernier du fait de l'accroissement de la production. Les coentreprises et les entreprises associées n'ont pas eu d'incidence importante sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs par rapport à la période correspondante de l'an dernier. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a augmenté de 5 % pour s'établir à 88,2 M\$.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, les produits et crédits d'impôt sur la production du secteur de la production éolienne ont augmenté de 14 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'acquisition d'Aela le 9 juin 2022, le régime éolien supérieur et la hausse des produits tirés des nouveaux CAÉ des parcs éoliens en France et les prix favorables au parc Foard City. Cette hausse a été compensée en partie par la baisse de la production des parcs éoliens du Québec et par la baisse de la production et des prix nodaux au parc éolien Griffin Trail. L'augmentation de 63 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique essentiellement par les charges plus élevées à la suite de l'acquisition d'Aela, par l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 sur les parcs éoliens en France et par l'augmentation des coûts d'entretien de plusieurs centrales du Québec. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 5 % pour s'établir à 199,6 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, l'augmentation de 14 % des produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels<sup>1</sup> est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés et aux produits des coentreprises et des entreprises associées, qui ont augmenté par rapport à ceux de la même période de l'an dernier du fait de l'accroissement de la production. Les coentreprises et les entreprises associées ont eu une légère incidence négative sur les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs par rapport à la période correspondante de l'an dernier. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel<sup>1</sup> a augmenté de 4 % pour s'établir à 205,3 M\$.

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

Secteur de la production solaire	Périodes de trois mois closes les 30 juin			Périodes de six mois closes les 30 juin		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Production (MWh)	394 749	374 373	5 %	630 265	640 990	(2) %
PMLT (MWh)	469 812	442 101	6 %	805 443	758 816	6 %
PMLT (%)	84 %	85 %	(1) %	78 %	84 %	(6) %
Produits	42 616	33 989	25 %	58 528	50 904	15 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	5 236	5 501	(5) %	9 489	11 106	(15) %
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	3 276	12 329	(73) %	1 051	12 059	(91) %
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	34 104	16 159	111 %	47 988	27 739	73 %

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 section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, les produits du secteur de la production solaire ont augmenté de 25 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'acquisition de Sault Ste. Marie le 9 mars 2023, ce qui a été contrebalancé en partie par la baisse des prix de vente au parc solaire Phoebe. La diminution de 5 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable surtout à la baisse des charges d'exploitation des parcs solaires chiliens en raison d'une modification de la réglementation qui a entraîné une réduction des frais liés aux droits de transport, contrée en partie par l'accroissement des charges découlant de l'acquisition de Sault Ste. Marie. La diminution de la perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité est surtout attribuable à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 111 % pour s'établir à 34,1 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, les produits du secteur de la production solaire ont augmenté de 15 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'acquisition de Sault Ste. Marie le 9 mars 2023, ce qui a été contrebalancé en partie par l'ensoleillement moindre, la réduction économique et la baisse des prix de vente aux parcs solaires Phoebe, Salvador et San Andrés. La diminution de 15 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable surtout à la baisse des charges d'exploitation des parcs solaires chiliens en raison d'une modification de la réglementation qui a entraîné une réduction des frais liés aux droits de transport. La diminution de la perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité est surtout attribuable à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe. Par conséquent, le BAIIA ajusté<sup>1</sup> a augmenté de 73 % pour s'établir à 48,0 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

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

Bénéfice net de 24,8 M\$ (bénéfice net par action de base et dilué de 0,10 \$ et de 0,09 \$, respectivement) pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, comparativement à une perte nette de 24,6 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,13 \$ par action) pour la période correspondante de 2022.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, l'augmentation de 49,4 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par :

- une variation favorable de 57,3 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe.

Ce facteur a été en partie contrebalancé par :

- une augmentation de 14,5 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie;
- une augmentation de 13,4 M\$ des charges financières se rapportant surtout au refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela;
- une augmentation des frais généraux et administratifs, du fait surtout de la réduction des charges inscrites à l'actif des projets en cours de construction, de l'acquisition d'Aela et de la hausse des salaires attribuable aux employés supplémentaires nécessaires pour soutenir le développement et la croissance de la Société.

Bénéfice net de 11,8 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,02 \$ par action) pour la période de six mois close le 30 juin 2023, comparativement à une perte nette de 59,5 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,31 \$ par action) pour la période correspondante de 2022.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la diminution de 71,3 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- une variation favorable de 99,7 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe.

Ce facteur a été en partie contrebalancé par :

- une augmentation de 31,8 M\$ des charges financières se rapportant surtout au refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela;
- une augmentation de 11,6 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie;
- une augmentation des frais généraux et administratifs, du fait surtout de la réduction des charges inscrites à l'actif des projets en cours de construction, de l'acquisition d'Aela et de la hausse des salaires attribuable aux employés supplémentaires nécessaires pour soutenir le développement et la croissance de la Société.

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

Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée)<sup>1</sup> est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée)<sup>1</sup> n'est pas une mesure reconnue selon les IFRS et n'a pas de signification prescrite par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la section « Mesures non conformes aux IFRS ».

Les références au « bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)<sup>1</sup> » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, mise en œuvre de la solution de planification des ressources de l'entreprise (« ERP »), éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société, charge (recouvrement) d'impôt liée à ces éléments, et quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées liée aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte.

Le tableau suivant présente un sommaire de la (perte nette ajustée) du bénéfice net ajusté<sup>1</sup> (se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » pour obtenir un rapprochement avec le compte consolidé de résultat) :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Produits et crédit d'impôt sur la production	269 541	238 513	487 869	446 283
Charges :				
Charges d'exploitation	55 789	50 546	107 035	90 584
Frais généraux et administratifs	16 584	10 540	36 293	24 679
Charges liées aux projets potentiels	6 903	5 788	11 401	9 808
Amortissements	93 594	79 113	170 931	159 344
Bénéfice avant les éléments suivants :	96 671	92 526	162 209	161 868
Charges financières	90 539	77 159	175 341	143 560
Autres produits, montant net	(3 100)	(216)	(3 507)	(811)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(4 182)	(753)	568	2 353
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	3 276	12 329	1 051	12 059
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(1 122)	5 553	(11 159)	8 589
<b>Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)<sup>1</sup></b>	<b>11 260</b>	<b>(1 546)</b>	<b>(85)</b>	<b>(3 882)</b>

1. Le bénéfice net ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.



Bénéfice net ajusté<sup>1</sup> de 11,3 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, comparativement à une perte nette ajustée<sup>1</sup> de 1,5 M\$ pour la période correspondante de 2022.

Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, l'augmentation de 12,8 M\$ du bénéfice net ajusté<sup>1</sup> s'explique principalement par :

- une variation favorable de 9,1 M\$ de la partie réalisée de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe.

Ce facteur a été en partie contrebalancé par :

- une augmentation de 14,5 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie;
- une augmentation de 13,4 M\$ des charges financières se rapportant surtout au refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela;
- une augmentation de 6,7 M\$ du recouvrement d'impôt, en raison essentiellement d'une diminution des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal relativement aux CII et d'une variation favorable au cours de l'exercice des actifs d'impôt non comptabilisés au Chili;
- une augmentation des frais généraux et administratifs, du fait surtout de la réduction des charges inscrites à l'actif des projets en cours de construction, de l'acquisition d'Aela et de la hausse des salaires attribuable aux employés supplémentaires nécessaires pour soutenir le développement et la croissance de la Société.

Perte nette ajustée<sup>1</sup> de 0,1 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2023, comparativement à une perte nette ajustée<sup>1</sup> de 3,9 M\$ pour la période correspondante de 2022.

Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la diminution de 3,8 M\$ de la perte nette ajustée<sup>1</sup> s'explique principalement par :

- une variation favorable de 11,0 M\$ de la partie réalisée de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe;
- une augmentation de 19,7 M\$ du recouvrement d'impôt, attribuable essentiellement à la production exceptionnellement faible en Colombie-Britannique au premier trimestre de 2023 en raison du temps sec et au paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçu au premier trimestre de 2022. Cette augmentation s'explique également par la hausse des charges financières découlant essentiellement du refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela et par une variation favorable pour l'exercice des actifs d'impôt différé non comptabilisés au Chili.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 31,8 M\$ des charges financières se rapportant surtout au refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela;
- une augmentation de 11,6 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie;
- une augmentation des frais généraux et administratifs, du fait surtout de la réduction des charges inscrites à l'actif des projets en cours de construction, de l'acquisition d'Aela et de la hausse des salaires attribuable aux employés supplémentaires afin de soutenir le développement et la croissance de la Société.

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

Attribution d'un bénéfice de 4,1 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 0,6 M\$ pour la période correspondante de 2022.

L'augmentation de 3,5 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'explique essentiellement par :

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

Ce facteur a été partiellement contrebalancé par :

- l'absence de répartition des produits aux participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex Europe et de Mountain Air en raison de leur acquisition au quatrième trimestre de 2022.

Attribution d'un bénéfice de 5,4 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de six mois close le 30 juin 2023, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 0,1 M\$ pour la période correspondante de 2022.

L'augmentation de 5,3 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'explique essentiellement par :

- une hausse des produits attribuable surtout à l'accroissement de la production des centrales Curtis Palmer;
- une répartition moins élevée des pertes aux participations ne donnant pas le contrôle de Harrison Hydro, du fait surtout d'une baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- l'absence de répartition des produits aux participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex Europe et de Mountain Air en 2023 en raison de leur acquisition au quatrième trimestre de 2022.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Structure du capital

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

Aux	30 juin 2023	31 décembre 2022
<b>Capitaux propres<sup>1</sup></b>		
Actions ordinaires <sup>2</sup>	2 520 026	3 306 952
Actions privilégiées <sup>3</sup>	83 430	87 640
Participations ne donnant pas le contrôle	145 131	170 232
	<b>2 748 587</b>	<b>3 564 824</b>
<b>Prêts et emprunts à long terme<sup>1</sup></b>		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	804 213	718 232
Autres dettes de la Société	325 000	305 000
Dettes au niveau des projets	4 222 487	4 088 456
Financement par participation au partage fiscal	408 962	443 147
Débetures convertibles	283 870	282 678
Frais de financement différés	(72 006)	(78 303)
	<b>5 972 526</b>	<b>5 759 210</b>
	<b>8 721 113</b>	<b>9 324 034</b>

1. Les actions ordinaires et privilégiées sont présentées à leur juste valeur au 30 juin 2023 et au 31 décembre 2022, tandis que les participations ne donnant pas le contrôle et les prêts et emprunts à long terme sont présentés à leur valeur comptable.
2. Correspond au nombre d'actions ordinaires en circulation au 30 juin 2023 et au 31 décembre 2022, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 12,34 \$ (16,20 \$ en 2022).
3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation au 30 juin 2023 et au 31 décembre 2022, multiplié par le cours des actions privilégiées de série A et de série C en vigueur à la clôture du marché, soit 12,95 \$ et 19,70 \$, respectivement (13,40 \$ et 21,04 \$, respectivement, en 2022).

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, la Société prévoit financer de 70 % à 85 % de ses coûts de construction principalement au moyen du financement par emprunt à long terme sans recours ou du financement par participation au partage fiscal pour les projets admissibles aux États-Unis.

La juste valeur des actions ordinaires a principalement subi l'incidence de la baisse du cours des actions. La structure des actions privilégiées est demeurée stable par rapport au 31 décembre 2022 et la juste valeur a été touchée par une baisse du cours des actions privilégiées. La diminution des participations ne donnant pas le contrôle s'explique principalement par les distributions attribuées aux participations ne donnant pas le contrôle pendant l'exercice.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme est surtout attribuable à l'acquisition de Sault Ste. Marie, aux prélèvements nets sur la tranche restante des fonds disponibles provenant des obligations vertes du Chili afin d'achever la construction du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador au Chili ainsi qu'aux prélèvements nets sur la disponibilité restante de la facilité à prélèvements différés des prêts d'Alterra. La Société a également conclu un crédit-relais sans recours pour la construction d'une durée de deux ans pour le projet de stockage d'énergie San Andrés au Chili.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 5,25 % au 30 juin 2023 (5,06 % au 31 décembre 2022). L'augmentation est surtout attribuable aux nouveaux emprunts à des taux d'intérêt plus élevés.

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

Au 30 juin 2023, 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.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Financement de partage fiscal

La Société détient des participations dans certaines installations qui sont admissibles à des incitatifs fiscaux offerts aux installations d'énergie renouvelable aux États-Unis. Compte tenu de son portefeuille actuel d'installations d'énergie renouvelable, la Société ne peut pas pleinement monétiser ces incitatifs fiscaux. Afin de tirer pleinement profit de ces incitatifs, la Société s'associe à des investisseurs participant au partage fiscal (« IPF ») qui investissent dans ces installations en échange d'une quote-part des crédits d'impôt. Les IPF se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP ou CII produits et une partie de la trésorerie générée par les installations jusqu'à l'obtention d'un rendement après impôt sur l'investissement convenu à l'avance (le « point de basculement »). Après le point de basculement, une plus faible part de la trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) générés par l'installation sera retenue par les IPF.

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

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

Éléments ayant une incidence sur le coût amorti du financement de partage fiscal	Description
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Attribution des CIP à l'IPF, qui découlent de l'énergie produite pendant la période et sont comptabilisés dans les produits et crédits d'impôt sur la production 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.

### Loi sur la réduction de l'inflation de 2022 (IRA)

La loi sur la réduction de l'inflation (Inflation Reduction Act ou « IRA ») a été promulguée en août 2022 par le gouvernement des États-Unis. L'IRA prévoit notamment une prolongation des programmes de CII et de CIP pour les installations dont la construction commence avant le 1er janvier 2025. En outre, les projets solaires dont la construction débute avant le 1er janvier 2025 peuvent être admissibles aux CIP plutôt qu'aux CII. Pour les projets dont la construction commence après le 1er janvier 2025, l'IRA prévoit la transition vers un système de crédits d'impôt neutres sur le plan technologique, dont la fonction et le montant sont essentiellement les mêmes que ceux des programmes de CII et de CIP. Cette nouvelle structure neutre sur le plan technologique se prolongera jusqu'à ce que les émissions du secteur de l'électricité soient réduites de 75 % par rapport à celles de 2022 ou jusqu'à ce qu'elles commencent à diminuer après 2032, selon la date qui est la plus éloignée.

Au 30 juin 2023, les installations bénéficiant du programme de CIP généraient 28 \$ US/MWh, sous réserve d'un ajustement annuel de l'inflation selon l'IPC. De plus, les taux actuels des CII représentent 30 % des dépenses d'investissement autorisées.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Situation financière

Aux	30 juin 2023	31 décembre 2022
<b>ACTIFS</b>		
<b>Actifs courants</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	129 636	162 971
Liquidités soumises à restrictions	52 049	54 670
Autres actifs courants	314 264	250 301
Actifs détenus en vue de la vente	28 394	59 217
<b>Total des actifs courants</b>	<b>524 343</b>	<b>527 159</b>
<b>Actifs non courants</b>		
Immobilisations corporelles	6 253 626	6 212 371
Immobilisations incorporelles	1 349 373	1 268 960
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	128 976	135 786
Goodwill	176 336	139 676
Autres actifs non courants	305 531	318 475
<b>Total des actifs non courants</b>	<b>8 213 842</b>	<b>8 075 268</b>
<b>Total des actifs</b>	<b>8 738 185</b>	<b>8 602 427</b>
<b>PASSIFS</b>		
<b>Passifs courants</b>		
	531 708	650 824
<b>Passifs non courants</b>		
Prêts et emprunts à long terme	5 727 675	5 384 813
Autres passifs non courants	1 111 163	1 080 363
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>6 838 838</b>	<b>6 465 176</b>
<b>Total des passifs</b>	<b>7 370 546</b>	<b>7 116 000</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 222 508	1 316 195
Participations ne donnant pas le contrôle	145 131	170 232
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>1 367 639</b>	<b>1 486 427</b>
	<b>8 738 185</b>	<b>8 602 427</b>

## Éléments du fonds de roulement

Au 30 juin 2023, le fonds de roulement<sup>1</sup> était négatif de 7,4 M\$, comparativement à un fonds de roulement négatif de 123,7 M\$ au 31 décembre 2022, ce qui s'explique surtout par ce qui suit :

- Les actifs courants s'élevaient à 524,3 M\$ au 30 juin 2023, en baisse de 2,8 M\$ comparativement au 31 décembre 2022, en raison essentiellement de la différence entre les modules solaires « Safe Harbor », classés comme étant des actifs détenus en vue de la vente en 2022 et vendus au cours du premier trimestre de 2023, et les actifs des parcs solaires Kokomo et Spartan, classés comme étant détenus en vue de la vente au deuxième trimestre de 2023, ce qui a été compensé en partie par la hausse de 38,1 M\$ des débiteurs, attribuable surtout à la hausse des produits découlant de l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques au printemps, et par les actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de Sault Ste. Marie.

La diminution des actifs courants s'explique également par une baisse de 33,3 M\$ de la trésorerie (se reporter à la rubrique « Capital et liquidités – Flux de trésorerie » plus loin pour plus d'information).

- Les passifs courants s'élevaient à 531,7 M\$ au 30 juin 2023, en baisse de 142,2 M\$ comparativement au 31 décembre 2022, en raison essentiellement d'une baisse de 127,4 M\$ de la partie courante des prêts et emprunts à long terme, qui a principalement trait au classement de l'emprunt à terme subordonné non garanti de 150,0 M\$ dans la partie non courante à la suite de son refinancement, contrebalancé en partie par le classement dans la partie courante de la dette reprise dans le cadre de l'acquisition de Sault Ste. Marie. La diminution des passifs courants s'explique également par une baisse de 13,3 M\$ des créditeurs, principalement en raison du calendrier de paiement d'immobilisations corporelles liées à la construction des projets de stockage par batteries Salvador et San Andrés. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les passifs des parcs solaires Kokomo et Spartan, qui ont été classés comme étant détenus en vue de la vente au cours du deuxième trimestre de 2023.
- Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable sur le solde du fonds de roulement (se reporter à la section « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

Au 30 juin 2023, sur les 950,0 M\$ à sa disposition sur la facilité de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 804,2 M\$ à titre d'avances de fonds, et un montant de 7,7 M\$ avait été affecté à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 138,1 M\$. La Société estime que son fonds de roulement<sup>1</sup> actuel et sa facilité de crédit à terme renouvelable sont suffisants pour combler ses besoins.

## Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 8 213,8 M\$ au 30 juin 2023, en hausse de 138,6 M\$ comparativement au 31 décembre 2022. L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition de Sault Ste. Marie, qui représente un ajout total de 197,7 M\$ aux immobilisations corporelles et incorporelles et à une hausse de 30,0 M\$ du goodwill. De plus, les activités de construction et de développement ont également contribué à une hausse des immobilisations corporelles et des frais de développement de projets totalisant 175,5 M\$, y compris l'évaluation initiale des actifs au titre de droits d'utilisation relatifs aux baux fonciers de Boswell Springs.

Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable sur les actifs non courants (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » plus loin pour plus d'information).

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par des amortissements de 170,9 M\$, par les actifs non courants des parcs solaires Kokomo et Spartan classés comme étant détenus en vue de la vente, par une diminution de 7,0 M\$ des actifs d'impôt différé attribuable essentiellement à une variation favorable de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe et par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

---

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

## Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 6 838,8 M\$ au 30 juin 2023, en hausse de 373,7 M\$ comparativement au 31 décembre 2022. L'augmentation est essentiellement attribuable à une hausse de 342,9 M\$ de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme, laquelle découle de l'acquisition de Sault Ste. Marie, du classement de l'emprunt à terme subordonné non garanti de 150,0 M\$ dans la partie non courante à la suite de son refinancement, des prélèvements nets sur la facilité de crédit à terme renouvelable, ainsi que des prélèvements sur la tranche restante des fonds disponibles provenant des obligations vertes afin d'achever la construction du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador au Chili et de la disponibilité restante de la facilité à prélèvements différés des prêts Alterra. Au deuxième trimestre de 2023, la Société a également conclu un crédit-relais sans recours pour la construction d'une durée de deux ans pour le projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés au Chili. L'évaluation initiale de l'obligation locative liée à Boswell Springs et l'impôt différé comptabilisé à la suite de l'acquisition de Sault Ste. Marie ont également contribué à l'augmentation des passifs non courants.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme et par les passifs non courants des parcs solaires Kokomo et Spartan classés comme étant détenus en vue de la vente.

Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable sur les passifs non courants (se reporter à la section « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

## Capitaux propres

Au 30 juin 2023, les capitaux propres ont diminué de 118,8 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2022, principalement en raison du total du résultat global de 16,3 M\$, des dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées de 76,3 M\$ et des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle totalisant 25,9 M\$.

## Instruments financiers dérivés et gestion des risques

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

La juste valeur globale des instruments financiers dérivés correspondait à un actif net de 61,4 M\$ au 30 juin 2023, contre un actif net de 25,3 M\$ au 31 décembre 2022. La variation favorable est principalement attribuable aux dérivés de couverture du taux d'intérêt, qui ont subi l'incidence favorable de l'augmentation des courbes de taux d'intérêt.

## Arrangements hors bilan

Au 30 juin 2023, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 380,5 M\$, y compris un montant de 7,7 M\$ au titre de ses facilités de crédit, 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 152,7 M\$ en vue principalement de garantir les activités de certains projets potentiels. Les garanties de société ont également servi à la sécurité des paiements en lien avec ses activités de développement à Hawaii et la construction de Boswell Springs, et la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

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



## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Éventualités

### **Entente IAC d'Innavik**

Le 25 janvier 2023, l'entrepreneur a inscrit une hypothèque légale d'un montant de 57,8 M\$ sur le projet hydroélectrique Innavik (« Innavik » ou « le projet »), une coentreprise, qui représente le montant de la réclamation de l'entrepreneur pour le paiement de coûts supplémentaires en vertu de l'entente d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (« IAC ») avec Innavik. La Société conteste de bonne foi cette réclamation et a entrepris des actions en justice pour faire retirer l'hypothèque légale du titre. Au 31 décembre 2022, alors que la réclamation était toujours contestée, une provision au titre du projet a été comptabilisée pour le dépassement des coûts de construction. Cette dernière a été estimée en fonction de nombreuses issues possibles et son montant est sensiblement inférieur à celui réclamé par l'entrepreneur. Cette provision demeure inchangée au 30 juin 2023.

### **Réclamation de Senvion GmbH dans le cadre d'une procédure en insolvabilité**

En 2019, Senvion GmbH (« Senvion »), société allemande insolvable et fournisseur de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n d'Innergex, a déclaré faillite. Certaines des obligations de prestation en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes étaient couvertes, sous réserve des conditions préalables, par une lettre de crédit de 19,6 M\$. La Société s'est prévaluée de la totalité de cette somme le 27 avril 2021. Ce produit doit être utilisé pour pallier les obligations de prestation non satisfaites de Senvion en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

Le 17 mai 2023, Senvion a déposé une réclamation auprès de la Cour supérieure de justice de l'Ontario (la « Cour ») contre le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. et Mesgi'g Ugju's'n (MU) Wind Farm Inc. (ensemble, « MU »), alléguant que MU a prélevé un montant sur une lettre de crédit de 19,6 M\$ détenue en son nom, en violation de la suspension des procédures imposée par la Cour en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*, et qu'elle a omis de payer les factures exigibles d'un montant de 9,6 M\$, que la Société avait porté en compensation des garanties de production impayées à recevoir de Senvion. La Société considère que cette procédure n'est pas fondée et conteste la réclamation. Aucune provision au titre de ce litige n'a été comptabilisée au 30 juin 2023.

## 4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>				
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	61 188	67 628	114 493	152 486
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>				
Entrées (sorties) de trésorerie liées aux activités de financement	(44 572)	345 836	16 014	349 754
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>				
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(44 035)	(394 417)	(164 533)	(444 687)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(170)	4 337	691	1 102
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(27 589)	23 384	(33 335)	58 655
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	157 225	201 537	162 971	166 266
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>	<b>129 636</b>	<b>224 921</b>	<b>129 636</b>	<b>224 921</b>

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

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 61,2 M\$, contre 67,6 M\$ pour la même période l'an dernier. Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la diminution est principalement attribuable à l'augmentation des charges financières payées en raison du refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela. La diminution a été compensée en partie par l'apport des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie et par la diminution de la perte réalisée relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe attribuable surtout à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 114,5 M\$, contre 152,5 M\$ pour la même période l'an dernier. Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, la diminution est principalement attribuable à l'augmentation des charges financières payées en raison du refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela. La diminution a été compensée en partie par l'apport des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie et par la diminution de la perte réalisée relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe attribuable surtout à la baisse des courbes de prix de l'électricité du marché.

### (Sorties) entrées de trésorerie liées aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 44,6 M\$, par rapport à des entrées de trésorerie liées aux activités de financement de 345,8 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution découle essentiellement de l'augmentation nette de 8,9 M\$ des prêts et emprunts à long terme en 2023, contre une hausse nette de 413,7 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par l'acquisition d'Aela au deuxième trimestre de 2022.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 16,0 M\$, par rapport à 349,8 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution découle surtout de l'augmentation nette de 124,6 M\$ des prêts et emprunts à long terme en 2023, ce qui s'explique essentiellement par les prélèvements nets sur la facilité de crédit à terme renouvelable, et des prélèvements sur la tranche restante des fonds disponibles provenant des obligations vertes afin d'achever la construction du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador au Chili ainsi que sur la tranche restante de la facilité à prélèvements différés liée aux prêts d'Alterra. Au deuxième trimestre de 2023, la Société a également conclu un crédit-relais sans recours pour la construction d'une durée de deux ans pour le projet de stockage d'énergie San Andrés au Chili. Ces chiffres se comparent à une augmentation nette de 266,2 M\$ en 2022, ce qui s'explique principalement par les acquisitions de San Andrés et d'Aela et les ajouts aux immobilisations corporelles. Cette diminution est également attribuable à l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'appel public à l'épargne et du placement privé concurrent auprès d'Hydro-Québec en février 2022, pour un montant total de 202,2 M\$.

## Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 44,0 M\$, par rapport à 394,4 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution s'explique principalement par la contrepartie versée pour l'acquisition d'Aela en 2022 et les paiements de résiliation de contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries reçus au deuxième trimestre de 2023, facteurs contrebalancés en partie par les ajouts aux immobilisations corporelles effectués pour le projet éolien Boswell Springs et les projets de stockage d'énergie par batteries San Andrés et Salvador en 2023.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 164,5 M\$, par rapport à 444,7 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution s'explique principalement par la contrepartie versée pour l'acquisition de Sault Ste. Marie en 2023, par rapport à la contrepartie versée pour les acquisitions d'Aela et de San Andrés en 2022, par le produit tiré de la vente des modules solaires « Safe Harbor » au cours du premier trimestre de 2023 et par les paiements de résiliation de contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries reçus au deuxième trimestre de 2023. La diminution a été partiellement compensée par les ajouts aux immobilisations corporelles effectués pour le projet éolien Boswell Springs et les projets de stockage d'énergie par batteries San Andrés et Salvador en 2023.

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

Le 1er janvier 2023, la Société a révisé le calcul de ses flux de trésorerie disponibles et de son ratio de distribution afin d'exclure les charges liées aux projets potentiels. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes aux mesures révisées. Les modifications ont pour objectif d'accroître la pertinence de la mesure, ce qui permettra aux investisseurs de comprendre comment les activités contribuent au financement de la croissance de la Société et de son dividende, alors que l'ancienne mesure ne montrait que la manière dont les activités contribuent au financement du dividende de la Société, après sa décision d'investir dans sa croissance en poursuivant le développement de ses projets potentiels. La mesure révisée facilite également la comparaison avec les pratiques actuelles du secteur.

Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution <sup>1</sup>	Périodes de douze mois closes les 30 juin	
	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>2</sup>	392 250	308 384
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>		
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	4 231	45 659
Charges liées aux projets potentiels	26 333	24 652
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(18 649)	(9 095)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(167 262)	(161 411)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>3</sup>	(28 652)	(35 900)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 632)	(5 632)
Refinancement du portefeuille au Chili - incidence de la couverture <sup>4</sup>	4 830	—
<i>Ajouter (déduire) les éléments spécifiques suivants<sup>5</sup> :</i>		
Profit réalisé sur la résiliation de swaps de taux d'intérêt <sup>4</sup>	(71 735)	(377)
Profit réalisé sur la résiliation de contrats de change à terme <sup>6</sup>	(43 458)	—
Capital et intérêts payés relativement à la période précédant l'acquisition	1 312	—
Coûts d'acquisition et d'intégration	21 774	9 660
Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	—	(2 300)
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup></b>	<b>115 342</b>	<b>173 640</b>
<b>Dividendes déclarés sur actions ordinaires</b>	<b>146 993</b>	<b>142 824</b>
<b>Ratio de distribution<sup>1</sup></b>	<b>127 %</b>	<b>82 %</b>

1. Les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS ».
2. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de douze mois close le 30 juin 2022 comprennent le paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçu au cours du premier trimestre de 2022.
3. 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.
4. Pour la période de douze mois close le 30 juin 2023, les flux de trésorerie disponibles excluent le profit réalisé de 71,7 M\$ sur le règlement des couvertures de taux d'intérêt conclues pour gérer l'exposition de la Société au risque d'augmentation des taux d'intérêt pendant les négociations portant sur le refinancement de la dette sans recours reprise dans le cadre de l'acquisition d'Aela et des projets chiliens existants d'Innergex. Le profit est plutôt amorti dans les flux de trésorerie disponibles au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif sur la période couverte par les instruments de couverture résiliés.
5. Ces éléments sont exclus des calculs des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution, car ils sont jugés non représentatifs de la capacité de la Société à générer des liquidités à long terme, et comprennent des éléments tels que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée (échéance atteinte le 31 décembre 2021), les profits et les pertes réalisés sur les contreparties éventuelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées, les pertes ou profits réalisés sur le refinancement de certains emprunts ou sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur certains emprunts ou le taux de change sur les achats d'équipement, et les paiements d'impôt liés aux stratégies fiscales visant à améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.
6. Pour la période de douze mois close le 30 juin 2023, les flux de trésorerie disponibles excluent le profit réalisé de 43,5 M\$ sur le règlement des contrats de change à terme parallèlement à la clôture de l'acquisition en France.

## Flux de trésorerie disponibles

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2023, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> de 115,3 M\$, comparativement à 173,6 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> ont diminué de 58,3 M\$ par rapport aux flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> au cours de la période comparative, en raison principalement :

- une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, attribuable à la production exceptionnellement faible en Colombie-Britannique au quatrième trimestre de 2022 et au premier trimestre de 2023 en raison du temps plus sec et au paiement ponctuel de BC Hydro au titre de la réduction reçu au premier trimestre de 2022;
- une augmentation des intérêts payés, essentiellement attribuable au refinancement de la dette sans recours au Chili au troisième trimestre de 2022 à la suite de l'acquisition d'Aela, aux récentes acquisitions de Sault Ste. Marie, de Mountain Air et en France, ainsi qu'aux activités de construction;
- une augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien, principalement en raison des acquisitions récentes et des dommages récents causés par les intempéries à l'installation Foard City.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- l'apport des acquisitions d'Aela, de Curtis Palmer et de Sault Ste. Marie aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation;
- l'augmentation des prix du marché liés à certaines installations aux États-Unis et au Chili;
- une diminution des flux de trésorerie disponibles attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des centrales hydroélectriques de la Colombie-Britannique, en raison de la production exceptionnellement faible en Colombie-Britannique au quatrième trimestre de 2022 et au premier trimestre de 2023, partiellement compensée par une augmentation attribuable à l'acquisition de Curtis Palmer.

## Ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2023, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 127 % des flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup>, comparativement à 82 % pour la même période de l'an dernier.

## Performance d'exploitation

Si les niveaux de production avaient égalé leur moyenne à long terme au cours de la période de douze mois close le 30 juin 2023, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution se seraient établis dans une fourchette de 183,0 M\$ à 197,0 M\$ et de 75 % à 80 %, respectivement.

---

<sup>1</sup> Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas une mesure conforme aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

## Remboursements prévus de capital sur la dette

Les installations d'Innergex ont une durée d'utilité supérieure à la période d'amortissement actuelle de la dette existante. Le tableau ci-dessous présente une comparaison des échéances de la dette au niveau des projets par rapport aux échéances et aux durées d'utilité des contrats d'achat d'électricité connexes (« CAÉ ») :

	Au 30 juin 2023			
	Prêts et emprunts à long terme, avant les frais de financement différés	Années restantes jusqu'à l'échéance de la dette <sup>1</sup>	Années restantes jusqu'à l'échéance des CAÉ <sup>1</sup>	Durée d'utilité restante <sup>1</sup>
Dette et débentures convertibles de la Société	1 413 083	3,8	4,9	34,2
Dette au niveau des projets				
Obligations vertes du Chili	940 040	13,0	10,0	35,3
Hydroélectrique	1 643 841	26,2	18,9	64,6
Éolien	1 157 225	9,8	8,4	21,2
Solaire	481 381	4,2	9,5	27,5
Financement par participation au partage fiscal	408 962	6,4	8,9	27,5
	6 044 532	12,7	13,2	39,3

1. Chiffres présentés en années sur une base moyenne pondérée.

En supposant que les calendriers d'amortissement de la dette correspondent à la durée d'utilité des actifs, pour la période de douze mois close le 30 juin 2023, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution se seraient établis respectivement à 140,9 M\$ et à 104 % (218,5 M\$ et 65 %, respectivement pour la période correspondante de l'an dernier).

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

### Titres de participation de la Société

	Aux		
	7 août 2023	30 juin 2023	31 décembre 2022
Nombre d'actions ordinaires	204 288 402	204 216 044	204 132 833
Nombre de débentures convertibles à 4,75 % <sup>1</sup>	148 023	148 023	148 023
Nombre de débentures convertibles à 4,65 % <sup>1</sup>	142 056	142 056	142 056
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	345 642	345 642	284 769

1. Les débentures convertibles à 4,75 % et à 4,65 % arriveront à échéance respectivement le 30 juin 2025 et le 31 octobre 2026.

À la clôture des marchés le 7 août 2023 et depuis le 30 juin 2023, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est attribuable à l'émission de 72 358 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 30 juin 2023, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2022 était attribuable à l'émission de 83 211 actions ordinaires en vertu du RRD.

## 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 juin 2023		Périodes de trois mois closes les 30 juin 2022		Périodes de six mois closes les 30 juin 2023		Périodes de six mois closes les 30 juin 2022	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <sup>1</sup>	0,1800	36 759	0,1800	36 739	0,3600	73 508	0,3600	73 472
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,2028	689	0,2028	689	0,4055	1 379	0,4055	1 379
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,3594	718	0,3594	718	0,7188	1 437	0,7188	1 437

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est attribuable à l'émission d'actions ordinaires en vertu du RRD.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 16 octobre 2023 :

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
8 août 2023	30 septembre 2023	16 octobre 2023	0,1800 \$	0,2028 \$	0,3594 \$



## 5- MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les IFRS. Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités d'Innergex, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également la comparaison des résultats sur différentes périodes. Les produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels, le BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, la perte nette ajustée, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés et le ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

### **Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels, BAIIA ajusté et BAIIA ajusté proportionnel**

#### *Modifications des mesures non conformes aux IFRS à compter du 1er janvier 2023*

Le 1er janvier 2023, la Société a modifié la présentation de ses comptes consolidés de résultat afin d'améliorer la pertinence des états financiers. Ainsi, les crédits d'impôt sur la production (« CIP »), comptabilisés antérieurement dans le montant net des autres produits (charges), ont été reclassés directement sous les produits afin de mieux rendre compte de la nature des CIP en tant que produits générés dans le cours des activités ordinaires de la Société provenant de la production d'électricité. En outre, certains totaux partiels ont été éliminés des comptes consolidés de résultat, qui comprennent désormais un total partiel pour le résultat d'exploitation.

À la suite de ces changements apportés aux comptes consolidés de résultat, certaines mesures non conformes aux IFRS ont été modifiées de la manière suivante :

- Les CIP sont présentés directement dans les produits et crédits d'impôt à la production (un total partiel présenté dans les états financiers de base de la Société, donc exclu des mesures non conformes aux IFRS);
- Les CIP sont présentés directement dans le BAIIA ajusté, de même que la partie réalisée de la variation de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité;
- Les autres produits liés aux CIP ont été retirés des produits proportionnels et du BAIIA ajusté proportionnel;
- Les mesures proportionnelles comprennent uniquement la quote-part d'Innergex des produits et des crédits d'impôt à la production et du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées.

Les chiffres comparatifs ont également été ajustés pour les rendre conformes aux mesures révisées. Les modifications susmentionnées ont pour but d'améliorer la clarté des mesures et de faciliter la comparaison avec les pratiques actuelles du secteur. En outre, l'inclusion de la partie réalisée de la variation de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité dans le BAIIA ajusté améliore la comparabilité de la performance de la Société au fil du temps.

#### *Descriptions des mesures*

Les références aux « Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels » dans le présent document correspondent aux produits et crédits d'impôt sur la production, plus la quote-part d'Innergex des produits et des crédits d'impôt sur la production des coentreprises et des entreprises associées.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document correspondent au résultat d'exploitation, auquel sont ajoutés (duquel sont déduits) les amortissements, la mise en œuvre de la solution d'ERP, les charges de dépréciation et la partie réalisée de la variation de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité. Les références au « BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document correspondent au BAIIA ajusté, plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex.

Innergex estime que la présentation de ces mesures permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les investisseurs utilisent le BAIIA ajusté pour évaluer la performance d'exploitation et les activités génératrices de trésorerie, et pour établir des prévisions et des évaluations financières. Les investisseurs utilisent les produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels et le BAIIA ajusté proportionnel pour évaluer l'apport des coentreprises et des entreprises associées à la performance d'exploitation et aux activités génératrices de trésorerie de la Société, ainsi que leur apport aux fins des prévisions et des évaluations financières. Les lecteurs sont avisés que les produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels ne doivent pas être considérés comme un substitut aux produits et crédits d'impôt sur la production, déterminés conformément aux IFRS. Les lecteurs sont également avisés que le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat d'exploitation établi conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la section 3 « Performance financière et résultats d'exploitation ».

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

	Période de trois mois close le 30 juin 2023			Période de trois mois close le 30 juin 2022		
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel
Produits	251 912	15 586	267 498	219 746	12 944	232 690
Crédits d'impôt sur la production	17 629	—	17 629	18 767	—	18 767
<b>Produits et crédits d'impôt sur la production</b>	<b>269 541</b>	<b>15 586</b>	<b>285 127</b>	<b>238 513</b>	<b>12 944</b>	<b>251 457</b>
Résultat d'exploitation	93 322	8 136	101 458	92 526	5 218	97 744
Amortissements	93 594	4 069	97 663	79 113	4 222	83 335
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 349	—	3 349	—	—	—
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(3 276)	—	(3 276)	(12 329)	—	(12 329)
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>186 989</b>	<b>12 205</b>	<b>199 194</b>	<b>159 310</b>	<b>9 440</b>	<b>168 750</b>

	Période de six mois close le 30 juin 2023			Période de six mois close le 30 juin 2022		
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel
Produits	449 311	21 713	471 024	408 469	21 288	429 757
Crédits d'impôt sur la production	38 558	—	38 558	37 814	—	37 814
<b>Produits et crédits d'impôt sur la production</b>	<b>487 869</b>	<b>21 713</b>	<b>509 582</b>	<b>446 283</b>	<b>21 288</b>	<b>467 571</b>
Résultat d'exploitation	156 291	7 362	163 653	161 868	6 359	168 227
Amortissements	170 931	8 186	179 117	159 344	8 418	167 762
Mise en œuvre de la solution d'ERP	5 918	—	5 918	—	—	—
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(1 051)	—	(1 051)	(12 059)	—	(12 059)
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>332 089</b>	<b>15 548</b>	<b>347 637</b>	<b>309 153</b>	<b>14 777</b>	<b>323 930</b>

## Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)

Les références au « bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, mise en œuvre de la solution d'ERP, éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société, 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 (la perte nette ajustée) est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et d'autres éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques. La comptabilisation des dérivés exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché. Lorsque la comptabilité de couverture n'est pas appliquée, les variations de la juste valeur des dérivés sont comptabilisées directement dans le bénéfice net (la perte nette). Ces variations latentes n'ont pas d'incidence immédiate sur la trésorerie, peuvent se résorber ou non au moment où les règlements se produisent et ne reflètent pas le modèle d'affaires de la Société à l'égard des dérivés, lesquels sont détenus pour leurs flux de trésorerie à long terme, pour la durée de vie d'un projet. En outre, la Société a recours à des contrats de change à terme pour couvrir sa participation nette dans ses filiales en France. La direction estime donc que les profits réalisés (les pertes réalisées) sur ces contrats ne sont pas représentatifs des activités d'Innergex.

Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les investisseurs utilisent la perte nette ajustée pour évaluer et comparer la rentabilité d'Innergex avant l'incidence de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés et d'autres éléments qui sortent du cadre normal des activités génératrices de trésorerie de la Société. Les lecteurs sont avisés que le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la section 3 « Perte nette ajustée ».

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

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net (perte nette)	24 805	(24 590)	11 769	(59 520)
<i>Ajouter (déduire) :</i>				
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	(315)	(345)	(439)	(1 005)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	(16 812)	27 712	(16 468)	68 497
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(1)	—	(34)	(487)
Charge d'impôt liée aux éléments ci-dessus	3 946	(4 323)	2 881	(11 367)
<b>Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)</b>	<b>11 260</b>	<b>(1 546)</b>	<b>(85)</b>	<b>(3 882)</b>

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

	Période de trois mois close le 30 juin 2023			Période de trois mois close le 30 juin 2022			Période de six mois close le 30 juin 2023			Période de six mois close le 30 juin 2022		
	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	251 912	—	251 912	219 746	—	219 746	449 311	—	449 311	408 469	—	408 469
Crédits d'impôt sur la production	17 629	—	17 629	18 767	—	18 767	38 558	—	38 558	37 814	—	37 814
Charges d'exploitation	55 789	—	55 789	50 546	—	50 546	107 035	—	107 035	90 584	—	90 584
Frais généraux et administratifs	16 584	—	16 584	10 540	—	10 540	36 293	—	36 293	24 679	—	24 679
Charges liées aux projets potentiels	6 903	—	6 903	5 788	—	5 788	11 401	—	11 401	9 808	—	9 808
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 349	(3 349)	—	—	—	—	5 918	(5 918)	—	—	—	—
Amortissements	93 594	—	93 594	79 113	—	79 113	170 931	—	170 931	159 344	—	159 344
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>93 322</b>	<b>3 349</b>	<b>96 671</b>	<b>92 526</b>	<b>—</b>	<b>92 526</b>	<b>156 291</b>	<b>5 918</b>	<b>162 209</b>	<b>161 868</b>	<b>—</b>	<b>161 868</b>
Charges financières	90 539	—	90 539	77 159	—	77 159	175 341	—	175 341	143 560	—	143 560
Autres produits, montant net	(3 101)	1	(3 100)	(216)	—	(216)	(3 541)	34	(3 507)	(1 298)	487	(811)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(4 384)	202	(4 182)	(1 222)	469	(753)	289	279	568	986	1 367	2 353
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(17 248)	20 524	3 276	40 041	(27 712)	12 329	(19 129)	20 180	1 051	80 556	(68 497)	12 059
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	2 711	(3 833)	(1 122)	1 354	4 199	5 553	(8 438)	(2 721)	(11 159)	(2 416)	11 005	8 589
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>24 805</b>	<b>(13 545)</b>	<b>11 260</b>	<b>(24 590)</b>	<b>23 044</b>	<b>(1 546)</b>	<b>11 769</b>	<b>(11 854)</b>	<b>(85)</b>	<b>(59 520)</b>	<b>55 638</b>	<b>(3 882)</b>

## Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

### *Modifications des mesures non conformes aux IFRS à compter du 1er janvier 2023*

Le 1er janvier 2023, la Société a révisé le calcul de ses flux de trésorerie disponible et de son ratio de distribution afin d'exclure les charges liées aux projets potentiels. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes aux mesures révisées.

Les modifications ont pour objectif d'accroître la pertinence de la mesure, ce qui permettra aux investisseurs de comprendre comment les activités contribuent au financement de la croissance de la Société et de son dividende, alors que l'ancienne mesure ne montrait que la manière dont les activités contribuent au financement du dividende de la Société, après sa décision d'investir dans sa croissance en poursuivant le développement de ses projets potentiels. La mesure révisée améliore également la comparaison avec les pratiques actuelles du secteur.

### *Description des mesures*

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 charges liées aux projets potentiels, les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, et les dividendes déclarés sur les actions privilégiées, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de la Société de générer des liquidités à long terme, tels que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée, les profits et les pertes réalisés sur les contreparties éventuelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées, les charges liées à la mise en œuvre d'une solution d'ERP reposant sur le nuage, les pertes ou profits réalisés sur le refinancement de certains emprunts ou sur les instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur certains emprunts ou le taux de change sur les achats d'équipement, et les paiements d'impôt liés aux stratégies fiscales visant à améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels ainsi que de sa capacité à financer sa croissance à partir de ses activités génératrices de trésorerie, dans le cours normal des activités.

Innergex estime que cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la capacité de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et sa capacité à financer sa croissance. Les flux de trésorerie disponibles sont utilisés par les investisseurs dans cette optique. Les lecteurs sont avisés que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS. Se reporter à la section 4 « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » pour obtenir un rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

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

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

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Produits et crédits d'impôt sur la production</b>				
Canada	134 251	114 256	208 204	219 263
États-Unis	73 864	81 745	147 323	144 105
Chili	37 370	26 447	70 994	39 454
France	24 056	16 065	61 348	43 461
	<b>269 541</b>	<b>238 513</b>	<b>487 869</b>	<b>446 283</b>

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

	Aux	
	30 juin 2023	31 décembre 2022
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 407 971	3 246 979
États-Unis	2 340 139	2 364 160
Chili	1 564 415	1 549 679
France	737 556	753 161
	<b>8 050 081</b>	<b>7 913 979</b>

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

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021	30 sept. 2021
Production (MWh)	2 951 098	2 312 655	2 357 039	2 736 471	2 855 891	2 304 600	2 583 157	2 290 086
Produits et crédits d'impôt sur la production	269,5	218,3	220,2	268,7	238,5	207,7	218,8	195,3
Résultat d'exploitation	93,3	65,5	(4,7)	108,5	92,5	69,3	76,0	42,7
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	187,0	145,1	135,4	167,6	159,3	149,8	152,0	132,1
Bénéfice net (perte nette)	24,8	(13,0)	(52,6)	21,0	(24,6)	(34,9)	5,7	(23,5)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	20,7	(14,3)	(45,3)	23,3	(25,2)	(34,4)	(2,3)	(16,4)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère, de base (\$/action)	0,10	(0,08)	(0,23)	0,11	(0,13)	(0,18)	(0,02)	(0,10)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère, dilué(e) (\$/action)	0,09	(0,08)	(0,23)	0,11	(0,13)	(0,18)	(0,02)	(0,10)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	36,8	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	34,6	34,7
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires – \$/action	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180

1. Le BAlIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la section 5 « 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 section « Aperçu des activités | Environnement commercial - Caractère saisonnier des activités » du présent rapport de gestion.

Le 1er janvier 2023, la Société a modifié la présentation de ses comptes consolidés de résultat (se reporter à la section 7 « Principales méthodes comptables » pour plus d'information). Parallèlement, certaines mesures non conformes aux IFRS ont été modifiées (se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS ». Le tableau qui suit présente un sommaire des modifications apportées à l'information financière historique.

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Périodes de trois mois closes les					
	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021	30 sept. 2021
Produits présentés antérieurement	203,6	258,4	219,7	188,7	202,4	184,6
Crédits d'impôt sur la production	16,6	10,3	18,8	19,0	16,4	10,7
<b>Produits et crédits d'impôt sur la production</b>	<b>220,2</b>	<b>268,7</b>	<b>238,5</b>	<b>207,7</b>	<b>218,8</b>	<b>195,3</b>
BAIIA ajusté <sup>1</sup> présenté antérieurement	120,4	181,2	152,9	130,5	137,3	122,5
Crédits d'impôt sur la production	16,6	10,3	18,8	19,0	16,4	10,7
<b>(Perte réalisée) profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité</b>	<b>(1,6)</b>	<b>(23,9)</b>	<b>(12,3)</b>	<b>0,3</b>	<b>(1,7)</b>	<b>(1,1)</b>
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>135,4</b>	<b>167,6</b>	<b>159,3</b>	<b>149,8</b>	<b>152,0</b>	<b>132,1</b>

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à des mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section 5 « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.



## 7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES | Principales méthodes comptables

### Changements dans la présentation

Le 1er janvier 2023, la Société a modifié la présentation de ses comptes consolidés de résultat afin d'améliorer la pertinence des états financiers. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude.

Ainsi, les crédits d'impôt sur la production (« CIP »), comptabilisés antérieurement dans le montant net des autres produits (charges), ont été reclassés directement sous les produits afin de mieux rendre compte de la nature des CIP en tant que produits générés dans le cours des activités ordinaires de la Société par l'entremise de la production d'électricité. Le reclassement concorde également avec la loi sur la réduction de l'inflation (Inflation Reduction Act ou « IRA ») promulguée en août 2022 par le gouvernement des États-Unis, qui prolonge le programme de CIP pour les parcs éoliens et met en place un programme de CIP pour les parcs solaires. Pour les projets dont la construction commencera après le 1er janvier 2025, l'IRA prévoit la transition vers un système de crédits d'impôt neutres sur le plan technologique aux États-Unis, permettant aux installations carboneutres de bénéficier de crédits d'impôt semblables aux CIP et CII actuels.

En outre, certains totaux partiels ont été éliminés des comptes consolidés de résultat, qui comprennent désormais un total partiel pour le résultat d'exploitation.

Le tableau suivant présente un résumé des reclassements :

	Période de trois mois close le 30 juin 2022			Période de six mois close le 30 juin 2022		
	Ancienne présentation	Ajustement	Présentation modifiée	Ancienne présentation	Ajustement	Présentation modifiée
Produits	219 746	—	219 746	408 469	—	408 469
Crédits d'impôt sur la production	—	18 767	18 767	—	37 814	37 814
Produits et crédits d'impôt sur la production	s. o.	s. o.	238 513	s. o.	s. o.	446 283
<b>Charges</b>						
Charges d'exploitation	50 546	—	50 546	90 584	—	90 584
Frais généraux et administratifs	10 540	—	10 540	24 679	—	24 679
Projets potentiels	5 788	—	5 788	9 808	—	9 808
Amortissements	79 113	—	79 113	159 344	—	159 344
Résultat d'exploitation	s. o.	s. o.	92 526	s. o.	s. o.	161 868
Charges financières	77 159	—	77 159	143 560	—	143 560
Autres (produits) charges, montant net	(18 983)	18 767	(216)	(39 112)	37 814	(1 298)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(1 222)	—	(1 222)	986	—	986
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 041	—	40 041	80 556	—	80 556
Perte avant impôt sur le résultat	(23 236)	—	(23 236)	(61 936)	—	(61 936)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	1 354	—	1 354	(2 416)	—	(2 416)
<b>Perte nette</b>	<b>(24 590)</b>	<b>—</b>	<b>(24 590)</b>	<b>(59 520)</b>	<b>—</b>	<b>(59 520)</b>

## 7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES | Contrôles internes

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 attesté avoir conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

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

Au cours de la période commençant le 1er avril 2023 et close le 30 juin 2023, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le CIIF.

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont également limité l'étendue de la conception par la Société des CPCI et du CIIF afin d'exclure des contrôles, politiques et procédures les entités suivantes : le portefeuille solaire Sault Ste. Marie, composé des parcs solaires Sault Ste. Marie 1, Sault Ste. Marie 2 et Sault Ste. Marie 3 (collectivement, les « entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société »). L'évaluation de la conception et du fonctionnement des CPCI et du CIIF de ces entités sera achevée dans les 12 mois suivant leur date d'acquisition. Un résumé de l'information financière relative aux entités exclues est présenté à la section « Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société » du présent rapport de gestion.

## 7- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES | Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société

Comme il est précisé à la section « Contrôles internes » du présent rapport de gestion, l'étendue de la conception par la Société des CPCI et du CIIF excluent les contrôles, politiques et procédures du portefeuille solaire Sault Ste. Marie. Les tableaux qui suivent présentent un sommaire des entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société.

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

	Période de six mois close le 30 juin 2023
Produits	14 234
Bénéfice net	3 114
Total du résultat global	4 816

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

	Au 30 juin 2023
Actifs courants	19 983
Actifs non courants	226 756
	246 739
Passifs courants	22 328
Passifs non courants	173 424
Capitaux propres	50 987
	246 739

## 8- INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

**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 à la section « Risques et incertitudes » du rapport annuel et comprennent, sans s'y limiter : le défaut d'exécution des principales contreparties; l'approvisionnement en équipement; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; la défaillance d'équipement ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transport d'électricité; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; la préparation aux catastrophes naturelles et aux cas de force majeure; les pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique; la cybersécurité; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; l'incapacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; l'incapacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; l'incapacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; la dépendance envers diverses formes de CAÉ; la volatilité de l'offre et de la demande sur le marché de l'énergie; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; l'incapacité d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures; l'intégration des acquisitions réalisées et futures; les changements du soutien gouvernemental pour

accroître la production d'électricité à partir de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants; les risques réglementaires et politiques; les risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité des financements de partage fiscal; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'incapacité à obtenir les terrains appropriés; les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; les changements dans la conjoncture économique générale; les fluctuations des taux de change; la possibilité que la Société ne puisse pas déclarer un dividende ou réduise le montant du dividende; le caractère insuffisant de la couverture d'assurances; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée; les fluctuations des produits provenant de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les réclamations défavorables sur les titres de propriété; la dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger les droits et l'information confidentielle de la Société; et les risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite de représentants de la Société.

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

# COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2023	2022 (note 2)	2023	2022 (note 2)
Produits		251 912	219 746	449 311	408 469
Crédits d'impôt sur la production		17 629	18 767	38 558	37 814
<b>Produits et crédits d'impôt sur la production</b>		<b>269 541</b>	<b>238 513</b>	<b>487 869</b>	<b>446 283</b>
<b>Charges</b>					
Exploitation		55 789	50 546	107 035	90 584
Frais généraux et administratifs		16 584	10 540	36 293	24 679
Projets potentiels		6 903	5 788	11 401	9 808
Mise en œuvre de la solution d'ERP		3 349	—	5 918	—
Amortissements		93 594	79 113	170 931	159 344
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>93 322</b>	<b>92 526</b>	<b>156 291</b>	<b>161 868</b>
Charges financières	5	90 539	77 159	175 341	143 560
Autres produits, montant net	6	(3 101)	(216)	(3 541)	(1 298)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées		(4 384)	(1 222)	289	986
Variation de la juste valeur des instruments financiers	7 b)	(17 248)	40 041	(19 129)	80 556
<b>Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat</b>		<b>27 516</b>	<b>(23 236)</b>	<b>3 331</b>	<b>(61 936)</b>
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat		2 711	1 354	(8 438)	(2 416)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>		<b>24 805</b>	<b>(24 590)</b>	<b>11 769</b>	<b>(59 520)</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :</b>					
Propriétaires de la société mère		20 739	(25 185)	6 403	(59 587)
Participations ne donnant pas le contrôle		4 066	595	5 366	67
		<b>24 805</b>	<b>(24 590)</b>	<b>11 769</b>	<b>(59 520)</b>
<b>Bénéfice (perte) par action attribuable aux propriétaires :</b>					
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (\$)	8	0,10	(0,13)	0,02	(0,31)
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (\$)	8	0,09	(0,13)	0,02	(0,31)

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2023	2022	2023	2022
Bénéfice net (perte nette)		24 805	(24 590)	11 769	(59 520)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :					
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger		(35 411)	41 433	(32 100)	18 766
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	7	(2 720)	6 136	(1 950)	5 911
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	7	45 826	104 122	9 740	201 924
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie		1 776	3 760	(61)	9 055
Impôt différé connexe		(12 694)	(29 901)	(3 719)	(55 364)
<b>Autres éléments du résultat global</b>		<b>(3 223)</b>	<b>125 550</b>	<b>(28 090)</b>	<b>180 292</b>
<b>Total du résultat global</b>		<b>21 582</b>	<b>100 960</b>	<b>(16 321)</b>	<b>120 772</b>
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>					
Propriétaires de la société mère		21 631	89 590	(17 166)	110 931
Participations ne donnant pas le contrôle		(49)	11 370	845	9 841
		21 582	100 960	(16 321)	120 772

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		30 juin 2023	31 décembre 2022
	Notes		
<b>ACTIFS</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		129 636	162 971
Liquidités soumises à restrictions		52 049	54 670
Débiteurs		217 414	179 299
Instruments financiers dérivés	7	49 193	33 833
Charges payées d'avance et autres		47 657	37 169
Actifs détenus en vue de la vente	4, 9	28 394	59 217
<b>Total des actifs courants</b>		<b>524 343</b>	<b>527 159</b>
<b>Actifs non courants</b>			
Immobilisations corporelles	9	6 253 626	6 212 371
Immobilisations incorporelles		1 349 373	1 268 960
Frais de développement liés aux projets		31 947	41 151
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		128 976	135 786
Instruments financiers dérivés	7	102 020	92 504
Actifs d'impôt différé		61 741	68 785
Goodwill		176 336	139 676
Autres actifs non courants		109 823	116 035
<b>Total des actifs non courants</b>		<b>8 213 842</b>	<b>8 075 268</b>
<b>Total des actifs</b>		<b>8 738 185</b>	<b>8 602 427</b>
<b>PASSIFS</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Fournisseurs et autres créditeurs		235 344	248 659
Instruments financiers dérivés	7	20 502	22 018
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs		252 746	380 147
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	4	23 116	—
<b>Total des passifs courants</b>		<b>531 708</b>	<b>650 824</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Instruments financiers dérivés	7	69 267	79 069
Prêts et emprunts à long terme		5 727 675	5 384 813
Autres passifs		489 443	463 863
Passifs d'impôt différé		552 453	537 431
<b>Total des passifs non courants</b>		<b>6 838 838</b>	<b>6 465 176</b>
<b>Total des passifs</b>		<b>7 370 546</b>	<b>7 116 000</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		1 222 508	1 316 195
Participations ne donnant pas le contrôle		145 131	170 232
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>1 367 639</b>	<b>1 486 427</b>
<b>Total des passifs et des capitaux propres</b>		<b>8 738 185</b>	<b>8 602 427</b>

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



# ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de six mois close le 30 juin 2023	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 2023	485	2 581 173	131 069	2 819	(1 596 021)	196 670	1 316 195	170 232	1 486 427
Bénéfice net	—	—	—	—	6 403	—	6 403	5 366	11 769
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(23 569)	(23 569)	(4 521)	(28 090)
<b>Total du résultat global</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>6 403</b>	<b>(23 569)</b>	<b>(17 166)</b>	<b>845</b>	<b>(16 321)</b>
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	1 275	—	—	—	—	—	1 275	—	1 275
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 12)	(1 103)	1 103	—	—	—	—	—	—	—
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	2 024	—	—	—	—	2 024	—	2 024
Actions dont les droits ont été acquis – Régime d'actions liées au rendement	1 991	(3 041)	—	—	—	—	(1 050)	—	(1 050)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(2 647)	201	—	—	—	—	(2 446)	—	(2 446)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 12)	—	—	—	—	(73 508)	—	(73 508)	—	(73 508)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 12)	—	—	—	—	(2 816)	—	(2 816)	—	(2 816)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(25 946)	(25 946)
<b>Solde au 30 juin 2023</b>	<b>1</b>	<b>2 581 460</b>	<b>131 069</b>	<b>2 819</b>	<b>(1 665 942)</b>	<b>173 101</b>	<b>1 222 508</b>	<b>145 131</b>	<b>1 367 639</b>

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

# ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Période de six mois close le 30 juin 2022	Capitaux propres attribuables aux propriétaires						Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débitures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2022	360 936	2 022 540	131 069	2 819	(1 373 628)	(50 624)	1 093 112	267 568	1 360 680
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(59 587)	—	(59 587)	67	(59 520)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	170 518	170 518	9 774	180 292
<b>Total du résultat global</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(59 587)</b>	<b>170 518</b>	<b>110 931</b>	<b>9 841</b>	<b>120 772</b>
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne	172 506	—	—	—	—	—	172 506	—	172 506
Actions ordinaires émises dans le cadre d'un placement privé	37 275	—	—	—	—	—	37 275	—	37 275
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 1 978 \$)	(5 431)	—	—	—	—	—	(5 431)	—	(5 431)
Actions ordinaires émises par le biais du Régime de réinvestissement de dividendes	816	—	—	—	—	—	816	—	816
Réduction du capital sur les actions ordinaires	(560 532)	560 532	—	—	—	—	—	—	—
Rachat d'actions ordinaires	(4 417)	—	—	—	—	—	(4 417)	—	(4 417)
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	1 776	—	—	—	—	1 776	—	1 776
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	2 114	(4 883)	—	—	—	—	(2 769)	—	(2 769)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(3 266)	172	—	—	—	—	(3 094)	—	(3 094)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(73 472)	—	(73 472)	—	(73 472)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(2 816)	—	(2 816)	—	(2 816)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(33 070)	(33 070)
<b>Solde au 30 juin 2022</b>	<b>1</b>	<b>2 580 137</b>	<b>131 069</b>	<b>2 819</b>	<b>(1 509 503)</b>	<b>119 894</b>	<b>1 324 417</b>	<b>244 339</b>	<b>1 568 756</b>

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

# TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2023	2022	2023	2022
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>					
Bénéfice net (perte nette)		24 805	(24 590)	11 769	(59 520)
Éléments sans effet sur la trésorerie :					
Amortissements		93 594	79 113	170 931	159 344
Quote-part du bénéfice (de la perte) des coentreprises et des entreprises associées		(4 384)	(1 222)	289	986
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	7	(16 812)	27 712	(16 468)	68 497
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal		(18 039)	(18 297)	(40 195)	(37 700)
Autres		(1 630)	(240)	(1 344)	453
Charges financières	5	90 539	77 159	175 341	143 560
Charges financières payées	13 b)	(93 135)	(59 025)	(163 557)	(102 607)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées		1 534	3 560	6 460	9 472
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat		2 711	1 354	(8 438)	(2 416)
Impôt sur le résultat (payé) recouvré		(1 796)	3 879	(3 159)	1 078
Incidence de la variation des taux de change		639	(2 361)	(842)	(2 080)
		78 026	87 042	130 787	179 067
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	13 a)	(16 838)	(19 414)	(16 294)	(26 581)
		61 188	67 628	114 493	152 486
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>					
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(37 245)	(37 540)	(74 949)	(73 373)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle		(12 592)	(26 906)	(25 946)	(33 070)
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	13 c)	123 989	488 286	503 508	604 099
Remboursement de la dette à long terme	13 c)	(115 101)	(74 621)	(378 939)	(337 882)
Paiement d'autres passifs		(1 024)	(394)	(4 164)	(2 111)
Produit de l'émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission		—	202	—	202 371
Paiement au titre du rachat d'actions ordinaires		—	—	—	(4 417)
Achat d'actions ordinaires en vertu du régime d'actions liées au rendement		(2 553)	(3 191)	(2 446)	(3 094)
Paiement des retenues à la source liées à l'exercice d'options d'achat d'actions et au régime d'actions liées au rendement		(46)	—	(1 050)	(2 769)
		(44 572)	345 836	16 014	349 754
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>					
Acquisitions d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	3	—	(365 719)	(47 810)	(396 385)
Variation des liquidités soumises à des restrictions		19 849	1 121	4 523	11 166
Ajouts aux immobilisations corporelles, montant net		(87 468)	(18 343)	(199 326)	(37 387)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(880)	—	(1 957)	(22)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(728)	(4 492)	(5 106)	(16 907)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		—	(332)	—	(332)
Produit tiré des paiements de résiliation de contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries	10	18 159	—	18 159	—
Produit tiré de la cession d'actifs détenus en vue de la vente	9	—	—	59 426	—
Variation des autres actifs non courants		7 033	(6 652)	7 558	(4 820)
		(44 035)	(394 417)	(164 533)	(444 687)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(170)	4 337	691	1 102
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(27 589)	23 384	(33 335)	58 655
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période		157 225	201 537	162 971	166 266
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période</b>		<b>129 636</b>	<b>224 921</b>	<b>129 636</b>	<b>224 921</b>

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 13 « Renseignements supplémentaires sur les tableaux consolidés des flux de trésorerie ».

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 8 août 2023.

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 non audités sont conformes à IAS 34, Information financière intermédiaire. Les méthodes comptables ainsi que les méthodes d'application sont les mêmes que celles décrites dans le plus récent rapport annuel de la Société, sauf indication contraire. Toutefois, les présents états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ne comprennent pas toutes les informations à fournir en vertu des IFRS et, par conséquent, ils devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés audités et aux notes annexes du plus récent rapport annuel de la Société.

### ***Base d'évaluation***

Les états financiers intermédiaires consolidés résumés non audités ont été établis au coût historique, sauf pour ce qui est de certains instruments financiers et actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises qui sont évalués à la juste valeur. Le coût historique est généralement calculé en fonction de la juste valeur de la contrepartie donnée en échange.

### ***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 dans la présentation

Le 1er janvier 2023, la Société a modifié la présentation de ses comptes consolidés de résultat afin d'améliorer la pertinence des états financiers. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude.

Ainsi, les crédits d'impôt sur la production (« CIP »), comptabilisés antérieurement dans le montant net des autres (produits) charges, ont été reclassés directement sous les produits afin de mieux rendre compte de la nature des CIP en tant que produits générés dans le cours des activités ordinaires de la Société par l'entremise de la production d'électricité. Le reclassement concorde également avec la loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act* ou « IRA ») promulguée en août 2022 par le gouvernement des États-Unis, qui prolonge le programme de CIP pour les parcs éoliens et met en place un programme de CIP pour les parcs solaires. Pour les projets dont la construction commencera après le 1er janvier 2025, l'IRA prévoit la transition vers un système de crédits d'impôt neutres sur le plan technologique aux États-Unis, permettant aux installations carboneutres de bénéficier de crédits d'impôt semblables aux CIP et CII actuels.

En outre, certains sous-totaux ont été éliminés des comptes consolidés de résultat, qui comprennent désormais un total partiel pour le résultat d'exploitation.

Le tableau suivant présente un résumé des reclassements :

	Période de trois mois close le 30 juin 2022			Période de six mois close le 30 juin 2022		
	Ancienne présentation	Ajustement	Présentation modifiée	Ancienne présentation	Ajustement	Présentation modifiée
Produits	219 746	—	219 746	408 469	—	408 469
Crédits d'impôt sur la production	—	18 767	18 767	—	37 814	37 814
Produits et crédits d'impôt sur la production	s. o.	s. o.	238 513	s. o.	s. o.	446 283
<b>Charges</b>						
Charges d'exploitation	50 546	—	50 546	90 584	—	90 584
Frais généraux et administratifs	10 540	—	10 540	24 679	—	24 679
Charges liées aux projets potentiels	5 788	—	5 788	9 808	—	9 808
Amortissements	79 113	—	79 113	159 344	—	159 344
Résultat d'exploitation	s. o.	s. o.	92 526	s. o.	s. o.	161 868
Charges financières	77 159	—	77 159	143 560	—	143 560
Autres (produits) charges, montant net	(18 983)	18 767	(216)	(39 112)	37 814	(1 298)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(1 222)	—	(1 222)	986	—	986
Variation de la juste valeur des instruments financiers	40 041	—	40 041	80 556	—	80 556
Perte avant impôt sur le résultat	(23 236)	—	(23 236)	(61 936)	—	(61 936)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	1 354	—	1 354	(2 416)	—	(2 416)
<b>Perte nette</b>	<b>(24 590)</b>	<b>—</b>	<b>(24 590)</b>	<b>(59 520)</b>	<b>—</b>	<b>(59 520)</b>

### 3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

#### a) Acquisition de Sault Ste. Marie

Le 9 mars 2023, Innergex a acquis la totalité des actions ordinaires du portefeuille solaire de 60 MW Sault Ste. Marie pour une contrepartie en trésorerie totale de 51 270 \$.

Le portefeuille Sault Ste. Marie se compose du parc solaire Sault Ste. Marie 1 (20 MW), du parc solaire Sault Ste. Marie 2 (30 MW) et du parc solaire Sault Ste. Marie 3 (10 MW). Les produits tirés de ces installations sont ancrés dans des contrats d'achat d'électricité à long terme conclus avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité et venant à échéance entre 2030 et 2031.

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
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 460
Liquidités soumises à restrictions	2 833
Débiteurs	3 421
Charges payées d'avance et autres	379
Immobilisations corporelles	36 961
Immobilisations incorporelles	160 691
Instruments financiers dérivés	10 242
Goodwill	30 041
Fournisseurs et autres créditeurs	(992)
Prêts et emprunts à long terme (note 11)	(164 262)
Autres passifs	(1 463)
Passif d'impôt différé	(30 041)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>51 270</b>

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 3 053 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres charges (produits) aux comptes consolidés de résultat.

L'acquisition a été comptabilisée 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 14 234 \$ et à 3 114 \$, respectivement, pour la période de 114 jours close le 30 juin 2023. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2023, les produits et le bénéfice net inclus aux comptes consolidés de résultat auraient augmenté de 2 805 \$ et diminué de 1 193 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2023 au 30 juin 2023.

#### b) Acquisition d'Aela

Le 9 juin 2022, la Société a acquis Aela Generación S.A. et Aela Energía SpA (ensemble, « Aela »). Le prix d'achat d'Aela se compose d'une contrepartie en trésorerie de 324 348 \$ US (408 160 \$). Par la suite, en 2023, la Société a mis à jour sa comptabilisation de l'acquisition d'Aela. Les ajustements effectués ont donné lieu à une augmentation de 6 377 \$ US (8 025 \$) du montant net du passif d'impôt différé comptabilisé au moment de l'acquisition et à un ajustement correspondant du goodwill.

## 4. CESSIONS D'ENTREPRISES

### a) Reclassement des parcs solaires Kokomo et Spartan comme détenus en vue de la vente

Le 30 juin 2023, la Société s'était engagée à poursuivre un plan de vente des actifs et des passifs connexes de ses parcs solaires Kokomo et Spartan. Par conséquent, ils sont présentés comme étant détenus en vue de la vente. Par la suite, le 17 juillet 2023, Innergex a cédé sa participation dans ces parcs. Aucun profit ou perte à la cession important n'a été comptabilisé dans le cadre de cette transaction.

Le tableau suivant présente la valeur comptable des actifs et des passifs détenus en vue de la vente :

	30 juin 2023
Actifs courants	919
Actifs non courants	27 475
	28 394
Passifs courants	1 600
Passifs non courants	21 516
	23 116
<b>Actifs nets détenus en vue de la vente</b>	<b>5 278</b>

Des profits cumulés de 1 183 \$ et de 926 \$ à l'égard des écarts de change et de la variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie, respectivement, sont inclus dans le cumul des autres éléments du résultat global relativement au groupe destiné à être cédé.

## 5. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les		Périodes de six mois closes les	
	2023	2022	2023	2022
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	67 322	49 796	130 543	95 752
Charges d'intérêts sur le financement de partage fiscal	7 481	7 719	15 072	14 932
Charge d'intérêts sur les débetures convertibles	3 391	3 410	6 781	6 800
Amortissement des frais de financement	3 058	2 790	6 376	5 839
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	4 621	8 613	4 809	11 300
Intérêts sur les obligations locatives	2 141	1 684	4 455	3 159
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs	1 589	1 881	4 350	3 649
Autres	936	1 266	2 955	2 129
	90 539	77 159	175 341	143 560

## 6. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022 (note 2)	2023	2022 (note 2)
Perte (profit) de change	638	(3 048)	(876)	(3 254)
Produits d'intérêts	(1 260)	(290)	(2 520)	(1 296)
Produits tirés des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(410)	470	(1 637)	114
Coûts d'acquisition et d'intégration	43	4 413	3 150	6 594
Autres produits, montant net	(2 112)	(1 761)	(1 658)	(3 456)
	(3 101)	(216)	(3 541)	(1 298)

À la suite de la modification de la présentation de son compte consolidé de résultat et de l'inclusion d'un total partiel pour le résultat d'exploitation, la Société a reclassé au cours du trimestre clos le 30 juin 2023 les charges liées à la mise en œuvre de la solution de planification des ressources de l'entreprise (« ERP ») du montant net des autres produits vers un poste distinct directement dans le compte de résultat, au sein du total partiel pour le résultat d'exploitation.

## 7. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

### a) Situation financière

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

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Dérivés de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couverture du prix de l'électricité (niveau 3)	Total
Au 1er janvier 2023	(3 555)	98 138	(69 333)	25 250
Acquisitions d'entreprises (note 3)	—	10 242	—	10 242
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	—	(589)	—	(589)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat <sup>1</sup>	(61)	5 685	10 844	16 468
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	(1 950)	11 512	(1 772)	7 790
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	1 772	1 772
Écarts de change, montant net	—	(817)	1 328	511
<b>Au 30 juin 2023</b>	<b>(5 566)</b>	<b>124 171</b>	<b>(57 161)</b>	<b>61 444</b>

1. Se reporter à la note 7 b) « Instruments financiers dérivés » pour obtenir un rapprochement de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat.



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

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	(16 812)	27 712	(16 468)	68 497
Partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers :				
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	3 276	12 329	1 051	12 059
Profit réalisé sur les swaps de taux d'intérêt	(3 712)	—	(3 712)	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(17 248)	40 041	(19 129)	80 556

## 8. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	20 739	(25 185)	6 403	(59 587)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 407)	(1 407)	(2 816)	(2 816)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	19 332	(26 592)	3 587	(62 403)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	203 492 069	203 557 603	203 527 350	200 123 069
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (\$)	0,10	(0,13)	0,02	(0,31)

Dilué(e)	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	19 332	(26 592)	3 587	(62 403)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, après dilution	204 205 801	203 557 603	204 242 313	200 123 069
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (\$)	0,09	(0,13)	0,02	(0,31)

Instruments qui sont exclus des éléments dilutifs	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Options sur actions	—	316 922	—	316 922
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	—	592 257	—	592 257
Débetures convertibles	13 604 473	13 604 473	13 604 473	13 604 473
	13 604 473	14 513 652	13 604 473	14 513 652

## 9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
<b>Coût</b>							
Au 1er janvier 2023	301 094	2 634 926	3 511 736	875 437	165 439	59 823	7 548 455
Ajouts <sup>1,2</sup>	22 317	2 866	9 126	1 063	161 916	6 611	203 899
Acquisitions d'entreprises (note 3)	8 200	—	—	28 674	—	87	36 961
Reclassement	—	—	—	(3 562)	—	3 562	—
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(1 322)	—	—	(29 050)	—	(1 439)	(31 811)
Cessions	—	(2 446)	(840)	(132)	—	(157)	(3 575)
Autres variations <sup>3</sup>	1 015	—	1 196	115	—	—	2 326
Écarts de change, montant net	(5 378)	(12 276)	(35 402)	(15 742)	(6 527)	(277)	(75 602)
<b>Au 30 juin 2023</b>	<b>325 926</b>	<b>2 623 070</b>	<b>3 485 816</b>	<b>856 803</b>	<b>320 828</b>	<b>68 210</b>	<b>7 680 653</b>
<b>Cumul de l'amortissement</b>							
Au 1er janvier 2023	(24 888)	(445 804)	(683 784)	(152 782)	—	(28 826)	(1 336 084)
Amortissement <sup>4</sup>	(4 580)	(26 730)	(54 643)	(14 211)	—	(3 912)	(104 076)
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	160	—	—	5 347	—	438	5 945
Cessions	—	738	304	76	—	157	1 275
Écarts de change, montant net	373	710	2 678	2 079	—	73	5 913
<b>Au 30 juin 2023</b>	<b>(28 935)</b>	<b>(471 086)</b>	<b>(735 445)</b>	<b>(159 491)</b>	<b>—</b>	<b>(32 070)</b>	<b>(1 427 027)</b>
<b>Valeur comptable au 30 juin 2023</b>	<b>296 991</b>	<b>2 151 984</b>	<b>2 750 371</b>	<b>697 312</b>	<b>320 828</b>	<b>36 140</b>	<b>6 253 626</b>

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

- Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement inscrits à l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés aux facilités de crédit renouvelables sont inscrits à l'actif pour la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée. Les ajouts au cours de la période considérée comprennent des frais de financement inscrits à l'actif engagés avant la mise en service de 7 153 \$.
- Les ajouts de terrains comprennent l'évaluation initiale des actifs au titre de droits d'utilisation de 22 317 \$.
- Comprennent la réévaluation des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 1 015 \$ et 1 311 \$, respectivement.
- Une tranche de 162 \$ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

### Cession des modules solaires « Safe Harbor »

Les modules solaires « Safe Harbor », classés comme détenus en vue de la vente en 2022, ont été vendus au cours du premier trimestre de 2023 pour un produit en trésorerie de 43 722 \$ US (59 426 \$), déduction faite des frais de vente. La décision de vendre ces modules fait suite à la publication de la loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act* ou IRA) soutenant les projets d'énergie renouvelable, qui permet à Innergex d'obtenir des incitatifs fiscaux pour son portefeuille de projets en développement sans avoir à utiliser les modules « Safe Harbor » obtenus précédemment en vertu de l'ancien programme d'incitatifs fiscaux.

## 10. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT LIÉS AUX PROJETS

### Résiliation de certains contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries à Hawaii

Le 1er avril 2023, les contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries des projets d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Paeahu, Kahana et Barbers Point à Hawaii ont été résiliés, bien que le contrat pour le projet Hale Kuawehi demeure en vigueur. Dans le cadre du règlement, Innergex a reçu des paiements totalisant 13 272 \$ US (18 159 \$) au deuxième trimestre de 2023. Aucun produit ou charge important n'a été comptabilisé dans le cadre de cette transaction.

### Vente du projet d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Kahana

Le 19 avril 2023, Innergex a cédé le projet d'énergie solaire et de stockage d'énergie par batteries Kahana pour un montant symbolique. Aucun produit ou charge important n'a été comptabilisé dans le cadre de cette transaction.

## 11. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

Au 30 juin 2023, la Société et ses filiales respectaient l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit.

### a) Dette d'entreprise

#### Facilité de crédit à terme renouvelable

Le 14 mars 2023, la Société a conclu deux swaps de taux d'intérêt pour couvrir une tranche de 100 000 \$ du montant nominal de la facilité de crédit qui est assujetti à des taux d'intérêt variables.

#### Emprunt à terme non garanti subordonné

Le 1er février 2023, Innergex a réalisé le refinancement de l'emprunt à terme non garanti subordonné au moyen d'une facilité de crédit à terme non renouvelable de 75 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 6,25 % et arrivant à échéance le 1er février 2025, et d'une facilité de crédit à terme non renouvelable de 75 000 \$ portant intérêt à un taux variable fondé sur les taux des acceptations bancaires, plus un écart de 1,85 % qui dépend d'un ratio d'endettement, et arrivant à échéance le 1er février 2025. Parallèlement, la Société a conclu un swap de taux d'intérêt pour couvrir une tranche de 50 000 \$ du montant nominal de la facilité de crédit qui est assujetti à des taux d'intérêt variables.

### b) Obligations vertes du Chili

Le 10 mars 2023, la Société a prélevé la tranche restante des fonds disponibles provenant des obligations vertes, soit 54 675 \$ US (73 538 \$), pour achever la construction du projet de système de stockage d'énergie par batteries Salvador au Chili.

### c) Acquisition de Sault Ste. Marie

Dans le cadre de l'acquisition de Sault Ste. Marie le 9 mars 2023, la Société a repris les emprunts à terme connexes, dont le capital impayé était de 164 262 \$ au moment de l'acquisition. Les emprunts à terme portent intérêt au taux CDOR sur 3 mois majoré de 1,25 % et sont payables trimestriellement. Une tranche de 139 680 \$ du capital est couverte à un taux d'intérêt fixe de 1,80 %. Les emprunts à terme arrivent à échéance en avril 2026.

### d) Prêts d'Alterra

Le 30 mars 2023, la Société a prélevé la tranche restante de 20 000 \$ de la facilité à prélèvements différés liée aux prêts d'Alterra.

## e) Augmentation de la facilité de lettre de crédit d'EDC

Le 12 avril 2023, la Société a accru de 50 000 \$ sa facilité de lettre de crédit existante garantie par Exportation et développement Canada (« EDC ») pour la porter à un montant de 200 000 \$.

## f) Financement du projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés

Le 21 avril 2023, la Société a conclu un crédit-relais sans recours pour la construction d'une durée de deux ans de 49 500 \$ US (66 672 \$) pour le projet de système de stockage d'énergie par batteries San Andrés, qui porte intérêt au taux SOFR à 1 mois majoré de 2 %. Au 30 juin 2023, le solde s'élevait à 20 300 \$ US (26 878 \$).

# 12. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

## Actions ordinaires

### **Surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires**

Une résolution spéciale visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution soit versé aux actionnaires, a été adoptée le 9 mai 2023, ce qui a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires de 1 103 \$ et à une augmentation correspondante du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.

## Rémunération fondée sur des titres de capitaux propres

### a) Régime d'options sur actions

Une charge de rémunération de 34 \$ a été comptabilisée au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023 au titre du régime d'options sur actions.

#### **Attribuées**

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023, 60 873 options ont été attribuées. Les options attribuées deviennent acquises en trois tranches égales entre le 24 février 2026 et le 24 février 2028 et doivent être exercées avant le 24 février 2030 à un prix d'exercice de 15,08 \$ l'action.

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

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur des options attribuées au cours de la période.

Taux d'intérêt sans risque	3,46 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,72 \$
Durée prévue des options	6
Volatilité attendue	27,94 %

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

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

Une charge de rémunération de 1 675 \$ a été comptabilisée au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023 au titre du régime d'ALR et du régime d'UAD.

### Régime d'actions liées au rendement

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023, 135 115 droits d'actions liées au rendement ont été acquis et 325 708 droits d'actions liées au rendement ont été attribués. Les droits d'actions liées au rendement attribués au cours de la période deviendront acquis le 31 décembre 2025.

### Régime d'unité d'actions différées

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2023, 23 282 unités ont été attribuées.

## Dividendes

### a) Dividendes déclarés

	Périodes de trois mois closes les 30 juin				Périodes de six mois closes les 30 juin			
	2023		2022		2023		2022	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,1800	36 759	0,1800	36 739	0,3600	73 508	0,3600	73 472
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,2028	689	0,2028	689	0,4055	1 379	0,4055	1 379
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,3594	718	0,3594	718	0,7188	1 437	0,7188	1 437

### 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 16 octobre 2023 :

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
8 août 2023	30 septembre 2023	16 octobre 2023	0,1800 \$	0,2028 \$	0,3594 \$

## 13. 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 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Débiteurs	(30 431)	(21 919)	(32 723)	(18 711)
Charges payées d'avance et autres	(1 474)	(13 048)	(6 770)	(18 587)
Fournisseurs et autres créditeurs	15 067	15 553	23 199	10 717
	(16 838)	(19 414)	(16 294)	(26 581)

## b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(90 858)	(56 907)	(156 753)	(98 758)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(2 277)	(2 118)	(6 804)	(3 849)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(3 406)	(377)	(5 821)	(582)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(107)	(352)	(210)	(352)
<b>Total des charges financières</b>	<b>(96 648)</b>	<b>(59 754)</b>	<b>(169 588)</b>	<b>(103 541)</b>
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>				
Variation des immobilisations corporelles impayées	10 582	8 900	(15 181)	10 966
Crédits d'impôt à l'investissement	—	—	—	8 535
Variation des autres actifs non courants	132	(10)	(141)	74
Variation des coûts de développement de projets impayés	(270)	188	(734)	(1 230)
Réévaluation des autres passifs	(7 533)	(35 611)	3 947	(76 147)
Évaluation initiale des autres passifs	22 289	(69)	22 722	8 262
Actions ordinaires émises par le biais de la rémunération fondée sur des titres de capitaux propres	—	—	1 991	2 114

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

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Variations des prêts et emprunts à long terme</b>				
Dette à long terme au début de la période	6 034 816	4 737 204	5 759 210	4 924 435
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente	(15 968)	—	(15 968)	—
Augmentation de la dette à long terme	125 685	226 652	509 314	610 281
Remboursement de la dette à long terme	(115 101)	(74 621)	(378 939)	(337 882)
Paiement des frais de financement différés	(1 696)	(2 391)	(5 806)	(6 182)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	—	467 351	164 262	467 351
Attributs fiscaux	(410)	470	(1 637)	114
Crédits d'impôt sur la production	(17 629)	(18 767)	(38 558)	(37 814)
Autres charges financières hors trésorerie	15 380	19 861	27 968	33 462
Écarts de change, montant net	(52 552)	42 221	(47 321)	8 240
<b>Prêts et emprunts à long terme à la fin de la période</b>	<b>5 972 525</b>	<b>5 397 980</b>	<b>5 972 525</b>	<b>5 662 005</b>

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

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

#### Autres placements

Le modèle d'évaluation tient compte de la valeur actualisée des paiements prévus selon un taux d'actualisation ajusté pour tenir compte du risque.

#### Prêts et emprunts à long terme

La juste valeur de chaque instrument d'emprunt est estimée au moyen de pratiques standards du secteur financier conformément auxquelles les flux de trésorerie futurs prévus sont actualisés à des taux d'actualisation calculés selon le taux d'intérêt et les conditions de crédit en vigueur sur les marchés financiers à la date d'évaluation. En ce qui concerne plus particulièrement les instruments à taux fixe, les flux de trésorerie contractuels sont actualisés à un taux de rendement à l'échéance approprié. En ce qui concerne les instruments à taux variable, les paiements d'intérêt contractuels futurs prévus représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice des taux d'intérêt de référence et de la marge cotée de l'instrument, tandis que les taux d'actualisation représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice de référence et d'une marge d'escompte appropriée. Les taux de rendement à l'échéance appropriés et les marges d'escompte sont estimés au moyen des cours ou des prix indicatifs disponibles des instruments d'emprunt individuels ou des indices dont le crédit est réputé comparable aux instruments d'emprunt évalués.

#### Swaps de taux d'intérêt

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

#### Contrats de change à terme

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

#### Couvertures du prix de l'électricité

La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité 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 donne lieu à une incertitude de mesure, car les courbes de prix de l'électricité sont établies selon diverses méthodes et hypothèses qui tiennent compte de certaines données non observables. Au 30 juin 2023, 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 25,28 \$ US à 105,82 \$ US le MWh entre le 1er juillet 2023 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 0,19 \$ US à 127,44 \$ US le MWh entre le 1er juillet 2023 et le 31 décembre 2030.

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

**Couverture du prix de l'électricité de Phoebe :** La juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est tirée des prix à terme de l'électricité qui ne sont pas établis en fonction des données observables du marché pour l'ensemble de la période contractuelle. Les courbes des prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South sont conçues en utilisant diverses hypothèses disponibles à la date d'évaluation en fonction d'une combinaison des prix observables et des cours des courtiers hors cote obtenus jusqu'en juin 2031.

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

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

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

## Réforme des taux d'intérêt de référence

La Société détient des swaps de taux d'intérêt à des fins de gestion des risques qui sont désignés comme des relations de couverture de flux de trésorerie.

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

La Société détient actuellement des swaps de taux d'intérêt qui ont des parties variables indexées au LIBOR en dollars américains. Au 30 juin 2023, les taux LIBOR en dollars américains restants d'une durée de 1 mois, de 3 mois, de 6 mois et de 12 mois ont été abandonnés ou ont cessé d'être représentatifs. L'administrateur du LIBOR continuera de publier les taux d'une durée de 1 mois, de 3 mois et de 6 mois selon une méthodologie synthétique non représentative jusqu'au 30 septembre 2024.

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.

La plupart des instruments portant intérêt au LIBOR en dollars américains sont passés au taux de financement à un jour garanti (*Secured overnight financing rate* ou « SOFR ») au plus tard le 30 juin 2023. Le montant nominal de l'exposition résiduelle de la Société au LIBOR désigné dans les relations de couverture s'établissait à 30 118 \$ US (39 877 \$) au 30 juin 2023. L'exposition résiduelle au LIBOR devrait faire l'objet d'une transition au cours du troisième trimestre de 2023.

## Gestion des risques financiers

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

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

### **a) Risque de marché**

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



## 15. 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.

### Entente IAC d'Innavik

Le 25 janvier 2023, l'entrepreneur a inscrit une hypothèque légale d'un montant de 57 768 \$ sur le projet hydroélectrique Innavik (« Innavik » ou « le projet »), une coentreprise, soit la réclamation de l'entrepreneur pour le paiement de coûts supplémentaires en vertu de l'entente d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (IAC) avec Innavik. La Société conteste de bonne foi cette réclamation et a entrepris des actions en justice pour faire retirer l'hypothèque légale du titre. Au 31 décembre 2022, alors que la réclamation était toujours contestée, une provision au titre du projet a été comptabilisée pour le dépassement des coûts de construction. Cette dernière a été estimée en fonction de nombreuses issues possibles et son montant est largement inférieur à celui réclamé par l'entrepreneur. Cette provision demeure inchangée au 30 juin 2023.

### Réclamations de Senvion GmbH dans le cadre de procédures en insolvabilité

En 2019, Senvion GmbH (« Senvion »), société allemande insolvable et fournisseur de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes au parc éolien Mesgi'g' Ugju's'n d'Innergex, a déclaré faillite. 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. Ce produit doit être utilisé pour pallier les obligations de prestation non satisfaites de Senvion en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

Le 17 mai 2023, Senvion a déposé une réclamation auprès de la Cour supérieure de justice de l'Ontario (la « Cour ») contre le parc éolien Mesgi'g' Ugju's'n (MU) S.E.C. et Mesgi'g' Ugju's'n (MU) Wind Farm Inc. (ensemble, « MU »), alléguant que MU a prélevé un montant sur une lettre de crédit de 19 642 \$ détenue en son nom, en violation de la suspension des procédures imposée par la Cour en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*, et qu'elle a omis de payer les factures exigibles d'un montant de 9 593 \$, que la Société avait porté en compensation des garanties de production impayées à recevoir de Senvion. La Société considère que cette procédure n'est pas fondée et conteste la réclamation. Aucune provision au titre de ce litige n'a été comptabilisée au 30 juin 2023.

## 16. INFORMATION SECTORIELLE

### Secteurs opérationnels

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

Les « produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels » correspondent aux produits et crédits d'impôt sur la production, plus la quote-part d'Innergex des produits et des crédits d'impôt sur la production des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Le « BAIIA ajusté » représente le résultat d'exploitation auquel sont ajoutés (duquel sont déduits) les amortissements, la mise en œuvre de la solution d'ERP, les charges de dépréciation et la partie réalisée de la variation de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité. 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 produits et crédits d'impôt sur la production 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 ces mesures ne doivent pas être interprétées comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS.

À l'exception des produits et crédits d'impôt sur la production 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 section « Principales méthodes comptables ». La Société comptabilise à la valeur comptable les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion.

Secteurs opérationnels	Période de trois mois close le 30 juin 2023			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits et crédits d'impôt sur la production sectoriels	108 125	118 800	42 616	269 541
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels sectoriels	120 750	121 761	42 616	285 127
BAIIA ajusté sectoriel	88 136	86 091	34 104	208 331
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	98 219	88 213	34 104	220 536

Secteurs opérationnels	Période de six mois close le 30 juin 2023			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits et crédits d'impôt sur la production sectoriels	166 954	262 387	58 528	487 869
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels sectoriels	181 211	269 843	58 528	509 582
BAIIA ajusté sectoriel	128 872	199 572	47 988	376 432
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	138 700	205 292	47 988	391 980

	Période de six mois close le 30 juin 2023			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	104 441	23 820	—	128 261
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	—	—	28 761	28 761
Ajouts d'immobilisations corporelles	3 282	9 640	1 064	13 986

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

<b>Secteurs opérationnels</b>	Période de trois mois close le 30 juin 2022			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits et crédits d'impôt sur la production sectoriels	100 119	104 405	33 989	238 513
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels sectoriels	110 506	106 962	33 989	251 457
BAlIA ajusté sectoriel	76 377	82 185	16 159	174 721
BAlIA ajusté proportionnel sectoriel	84 192	83 810	16 159	184 161

<b>Secteurs opérationnels</b>	Période de six mois close le 30 juin 2022			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits et crédits d'impôt sur la production sectoriels	166 030	229 349	50 904	446 283
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels sectoriels	179 647	237 020	50 904	467 571
BAlIA ajusté sectoriel	123 007	190 708	27 739	341 454
BAlIA ajusté proportionnel sectoriel	131 962	196 530	27 739	356 231

	Période de six mois close le 30 juin 2022			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs <sup>1</sup>
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	—	598 864	38 599	637 463
Ajouts d'immobilisations corporelles	2 241	898	959	4 098

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

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

	Période de trois mois close le 30 juin 2023			Période de trois mois close le 30 juin 2022		
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel
Produits	251 912	15 586	267 498	219 746	12 944	232 690
Crédits d'impôt sur la production	17 629	—	17 629	18 767	—	18 767
<b>Produits et crédits d'impôt sur la production</b>	<b>269 541</b>	<b>15 586</b>	<b>285 127</b>	<b>238 513</b>	<b>12 944</b>	<b>251 457</b>
Résultat d'exploitation	93 322	8 136	101 458	92 526	5 218	97 744
Amortissements	93 594	4 069	97 663	79 113	4 222	83 335
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 349	—	3 349	—	—	—
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(3 276)	—	(3 276)	(12 329)	—	(12 329)
BAIIA ajusté	186 989	12 205	199 194	159 310	9 440	168 750
Charges non attribuées :						
Frais généraux et administratifs	14 439	—	14 439	9 623	—	9 623
Projets potentiels	6 903	—	6 903	5 788	—	5 788
<b>BAIIA ajusté sectoriel</b>	<b>208 331</b>	<b>12 205</b>	<b>220 536</b>	<b>174 721</b>	<b>9 440</b>	<b>184 161</b>

	Période de six mois close le 30 juin 2023			Période de six mois close le 30 juin 2022		
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel
Produits	449 311	21 713	471 024	408 469	21 288	429 757
Crédits d'impôt sur la production	38 558	—	38 558	37 814	—	37 814
<b>Produits et crédits d'impôt sur la production</b>	<b>487 869</b>	<b>21 713</b>	<b>509 582</b>	<b>446 283</b>	<b>21 288</b>	<b>467 571</b>
Résultat d'exploitation	156 291	7 362	163 653	161 868	6 359	168 227
Amortissements	170 931	8 186	179 117	159 344	8 418	167 762
Mise en œuvre de la solution d'ERP	5 918	—	5 918	—	—	—
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(1 051)	—	(1 051)	(12 059)	—	(12 059)
BAIIA ajusté	332 089	15 548	347 637	309 153	14 777	323 930
Charges non attribuées :						
Frais généraux et administratifs	32 942	—	32 942	22 493	—	22 493
Projets potentiels	11 401	—	11 401	9 808	—	9 808
<b>BAIIA ajusté sectoriel</b>	<b>376 432</b>	<b>15 548</b>	<b>391 980</b>	<b>341 454</b>	<b>14 777</b>	<b>356 231</b>

## Secteurs géographiques

Au 30 juin 2023, 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 4 parcs solaires au Canada, 16 parcs éoliens et 1 installation de stockage en France, 3 centrales hydroélectriques, 8 parcs éoliens et 2 parcs solaires aux États-Unis ainsi que 4 centrales hydroélectriques, 3 parcs éoliens et 3 parcs solaires au Chili. La Société exerce ses activités dans quatre principaux secteurs géographiques, lesquels sont détaillés ci-dessous :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Produits et crédits d'impôt sur la production</b>				
Canada	134 251	114 256	208 204	219 263
États-Unis	73 864	81 745	147 323	144 105
Chili	37 370	26 447	70 994	39 454
France	24 056	16 065	61 348	43 461
	269 541	238 513	487 869	446 283

	Aux	
	30 juin 2023	31 décembre 2022
<b>Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé<sup>1</sup></b>		
Canada	3 407 971	3 246 979
États-Unis	2 340 139	2 364 160
Chili	1 564 415	1 549 679
France	737 556	753 161
	8 050 081	7 913 979

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

## 17. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

### Entente de partenariat à long terme pour une participation minoritaire dans le portefeuille d'Innergex en France

Le 7 août 2023, la Société a conclu une entente visant à former un partenariat à long terme avec Crédit Agricole Assurances, en lien avec Crédit Agricole Centre-Est, pour une participation minoritaire de 30 % dans le portefeuille d'Innergex en France, ce qui représente un investissement de 128 036 € (188 379 \$), sous réserve des ajustements de clôture usuels. Le produit sera affecté immédiatement à la réduction des facilités de crédit renouvelables d'Innergex à la clôture de la transaction et au financement de ses activités de développement au cours des prochaines années. La conclusion de la transaction devrait avoir lieu au cours du deuxième semestre de 2023.

### Financement de Boswell Springs

Le 14 juillet 2023, la Société a conclu le financement de la construction du projet éolien Boswell Springs totalisant 533 631 \$ US (703 753 \$), qui porte intérêt au taux SOFR à un mois majoré de 1 % et vient à échéance en 2025, et qui comprend un emprunt lié à la construction de 207 002 \$ US (272 995 \$) et un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 326 629 \$ US (430 758 \$), ainsi qu'une facilité de lettre de crédit de 49 200 \$ US (64 885 \$) portant intérêt à 1,31 %. L'emprunt lié à la construction sera remboursé au moyen d'un emprunt sans recours de 10 ans de 203 268 \$ US (268 070 \$) portant intérêt au taux SOFR à 180 jours majoré de 1,375 %, et il est prévu que le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal sera remboursé à même le produit de l'investisseur participant au partage fiscal.

Le 17 juillet, la Société a conclu trois swaps de taux d'intérêt pour couvrir une tranche de 152 490 \$ US (201 897 \$) du financement de construction qui est assujéti à des taux d'intérêt variables, pour un montant nominal couvert total de 265 807 \$ US (351 928 \$), y compris les swaps de taux d'intérêt qui avaient été précédemment conclus.

### Cession des projets solaires Kokomo et Spartan

Le 17 juillet 2023, la Société a cédé les parcs solaires Kokomo et Spartan, respectivement de 6 MW et de 10,5 MW, pour un montant symbolique. Aucun produit ou charge important n'a été comptabilisé dans le cadre de ces transactions.

# RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

## Siège social

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

### Relations avec les investisseurs

Jean Trudel  
Chef de la direction  
financière  
Kristine Labrunye  
Analyste principale -  
Relations avec les  
investisseurs  
Tél. 450 928-2550 x1252  
relationsinvestisseurs@innergex.com

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

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

### Services aux investisseurs Computershare inc.

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

## Actions ordinaires - TSX : INE

Innergex énergie renouvelable inc. avait 204 216 044 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 12,34 \$ l'action, au 30 juin 2023.

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

Innergex énergie renouvelable inc. a 3 400 000 actions privilégiées de série A en circulation, d'une valeur nominale de 25 \$ et versant un dividende privilégié annuel au comptant de 0,8110 \$ l'action, payable trimestriellement le 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre. Les actions privilégiées de série A sont rachetables par la Société depuis le 15 janvier 2021.

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

Innergex énergie renouvelable inc. a 2 000 000 d'actions privilégiées de série C en circulation, d'une valeur nominale de 25 \$ et versant un dividende à taux fixe privilégié annuel au comptant de 1,4375 \$ l'action, payable trimestriellement le 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre. Les actions privilégiées de série C sont rachetables par la Société depuis le 15 janvier 2018.

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

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures convertibles d'un capital global de 148,0 M\$, portant intérêt au taux de 4,75 % et payables semestriellement le 30 juin et le 31 décembre de chaque année, depuis le 31 décembre 2018. Les débetures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 20,00 \$ l'action, soit un taux de conversion de 50 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 \$ de débetures. Les débetures convertibles arriveront à échéance le 30 juin 2025 et sont rachetables depuis le 30 juin 2021.

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

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures convertibles d'un capital global de 142,1 M\$, portant intérêt au taux de 4,65 % par année et payables semestriellement le 31 octobre et le 30 avril de chaque année, à compter du 30 avril 2020. Les débetures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 22,90 \$ l'action, soit un taux de conversion de 43,6681 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 \$ de débetures. Les débetures convertibles arriveront à échéance le 31 octobre 2026 et sont rachetables depuis le 31 octobre 2022.

## 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.