

Faire tourner le monde proprement

Rapport annuel 2023



INNERGEX

Un nouveau courant

On se renouvelle pour l'énergie renouvelable,
porté par la conviction que chaque action compte.

On fait du bien à la planète et aux communautés
pour notre génération et celles à venir.

On allie l'énergie de l'eau, du soleil et du vent à
l'énergie de celles et ceux qui veulent faire tourner
le monde proprement.

Ensemble, nos énergies créent un nouveau courant.
Une force positive pour le changement.



Depuis plus de 30 ans, Innergex croit en un monde où l'abondance d'énergie renouvelable favorise des communautés plus saines et crée une prospérité partagée. En reconnaissance de sa position de chef de file en matière de développement durable, Innergex est fière d'avoir été reconnue comme la meilleure entreprise responsable au Canada en 2023 par le magazine *Corporate Knights*. À titre de producteur indépendant d'énergie renouvelable qui développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens, des parcs solaires et des installations de stockage d'énergie, Innergex est convaincue que la production d'énergie à partir de sources renouvelables ouvrira la voie à un monde meilleur.

Innergex exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili, et est guidée par sa philosophie de développement durable qui vise un équilibre entre les personnes, notre planète et la prospérité. Son approche de création de valeur pour les actionnaires consiste à générer des flux de trésorerie par action constants et croissants et à présenter un attrayant rendement ajusté au risque.

Les actions de la Société sont inscrites 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.

Table des matières

8	Message aux actionnaires
24	Rapport de gestion
91	Responsabilité de l'information financière
92	Rapport de l'auditeur indépendant
97	États financiers consolidés
103	Notes afférentes aux états financiers consolidés



Pourquoi investir ?

Une présence mondiale axée sur l'énergie renouvelable

- Nous sommes une société se concentrant exclusivement sur l'énergie renouvelable qui participe au développement et à l'exploitation de projets hydroélectriques, éoliens, solaires et de stockage par batteries au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili.
- Nos pratiques ESG rigoureuses favorisent la transition vers une économie plus propre, grâce à l'accent mis sur l'intégration des meilleurs comportements environnementaux et des normes sociales et de gouvernance les plus élevées, comme en témoigne notre parcours fructueux de création de partenariats à long terme avec les communautés autochtones et locales.
- Notre approche proactive nous permet non seulement de saisir, mais aussi de créer les occasions qui renforceront notre position de chef de file dans le secteur attrayant et en croissance de l'énergie renouvelable.

Un portefeuille bien diversifié doté d'un profil contractuel élevé

- Nous exploitons 87 installations réparties dans diverses régions et utilisant plusieurs technologies, y compris un vaste portefeuille d'actifs hydroélectriques au fil de l'eau de grande qualité. Notre portefeuille équilibré est au cœur de notre stratégie de gestion des risques, sa diversification importante contribuant à atténuer la variabilité des ressources naturelles.
- Notre puissance installée a presque quadruplé au cours des 10 dernières années pour atteindre plus de 4 000 MW d'énergie renouvelable, et notre portefeuille global présente un profil solide caractérisé par de nombreux contrats qui nous permet de dégager des revenus prévisibles et protégés contre l'inflation.
- Nous restons concentrés sur le développement de projets d'énergies renouvelables durables et rentables, soutenus par la demande mondiale croissante en énergie propre.

Une approche disciplinée reposant sur de multiples leviers pour produire des rendements attrayants

- Nous avons accès à différentes sources de capitaux pour poursuivre la mise en œuvre de notre stratégie de croissance tout en maintenant notre cote de crédit de catégorie investissement au moyen d'une saine gestion de notre bilan.
- Nous envisageons de mettre en œuvre des initiatives de levée de capital ciblées afin de renforcer notre bilan, de réduire les risques et de financer le développement de la croissance.
- Notre approche d'investissement axée sur la valeur tient compte de tous les aspects des risques liés au marché et aux projets et notre objectif est de dégager des rendements à deux chiffres après impôt.

4

pays : Canada,
États-Unis, France
et Chili

600+

employé-e-s

87

installations
d'énergie
renouvelable

Puissance installée brute de

4 234 MW

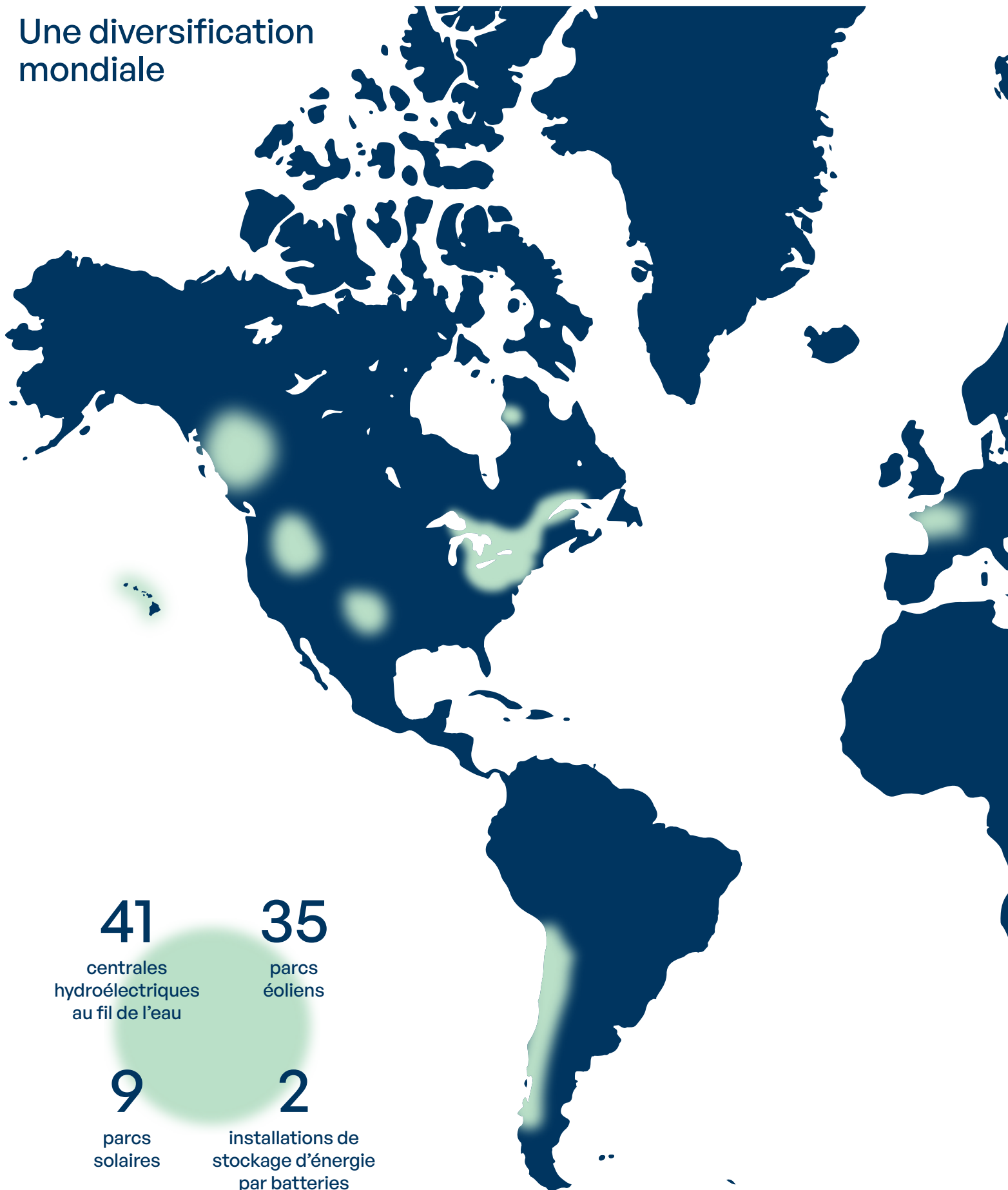
Total des actifs de

8,9 G\$

Énergie proportionnelle produite de

11 161 GWh

Une diversification mondiale



Données clés

Innergex évalue son rendement à l'aide d'indicateurs de rendement clés opérationnels et financiers. Innergex est d'avis que ces indicateurs offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur ses capacités de production et de génération de liquidités, ainsi que sur sa solidité financière.

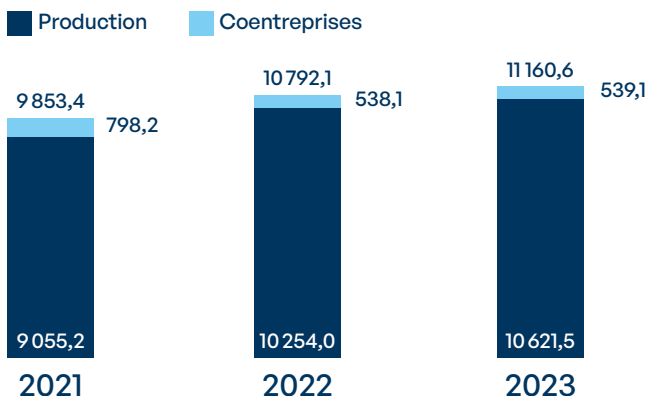
Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour obtenir un complément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

** Certaines données clés 2021 ont subi l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous référer à la section « Événements de février 2021 au Texas » pour obtenir plus d'information.

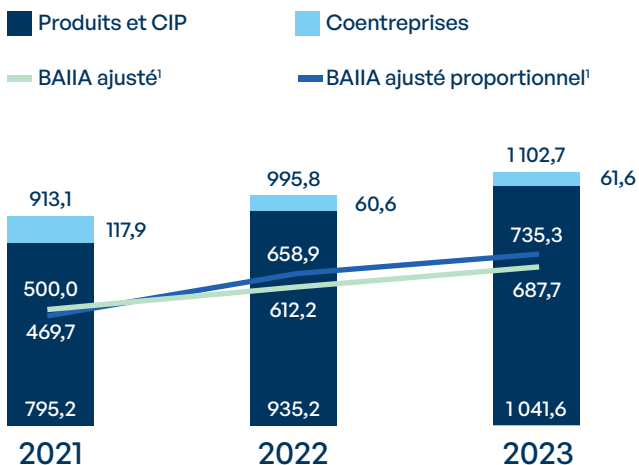
1 Cette mesure n'est pas une mesure reconnue par les IFRS; elle peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la section « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Indicateurs de rendement clés financiers

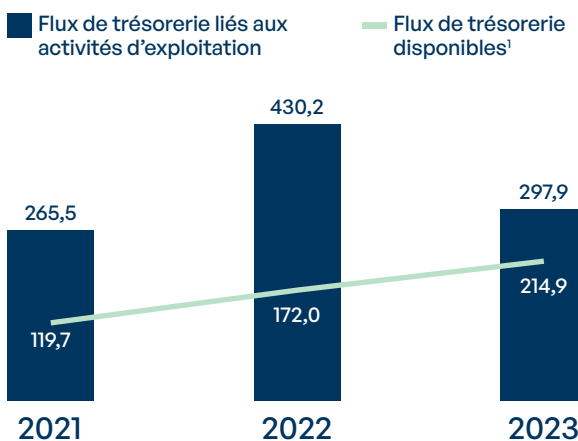
Production et production proportionnelle (GWh)**



Produits et produits proportionnels BAIIA ajusté et BAIIA ajusté proportionnel (M\$)**



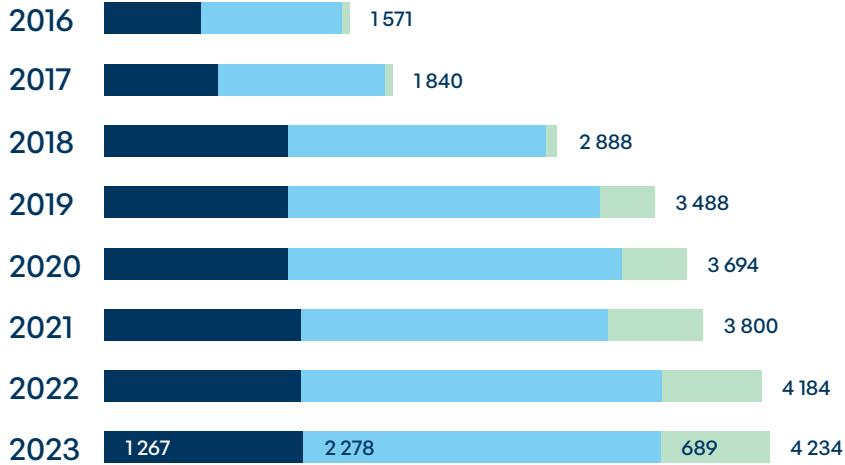
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et flux de trésorerie disponibles¹ (M\$)**



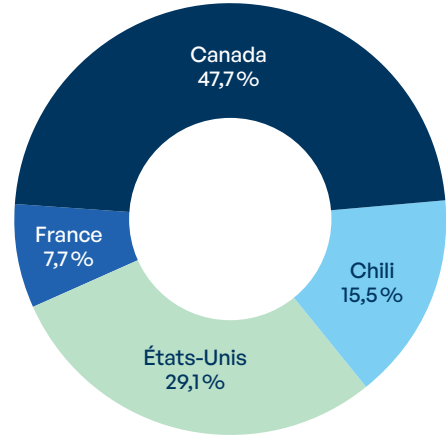
Indicateurs de rendement clés sur le plan de l'exploitation

Puissance installée brute par source d'énergie (MW)

■ Hydroélectrique ■ Éolien ■ Solaire



Puissance installée brute par pays



Indicateurs clés de performance en matière de critères environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG)

(au 31 décembre)

Notre mission de créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable transparait dans notre parcours ESG. Depuis 2016, nous avons réalisé d'importants progrès en ce qui a trait à l'amélioration de la qualité de nos informations à fournir ainsi qu'à la quantité et à la qualité des mesures que nous communiquons. En partageant nos initiatives de développement durable et nos efforts en matière de performance, nous nous donnons les moyens de prendre des décisions éclairées, tant pour nous-mêmes que pour nos investisseurs, nos partenaires et les autres parties prenantes. Le conseil d'administration soutient pleinement nos efforts en matière de critères ESG afin d'aider nos parties prenantes à comprendre que le développement durable fait partie de notre ADN. En tant qu'entreprise entièrement centrée sur l'énergie renouvelable, nous sommes fiers d'offrir aux investisseurs la possibilité d'investir dans des projets qui contribuent à créer un avenir plus durable.

Pourcentage de femmes occupant un poste de direction (%)

2023	2022	2021
28,3	27,5	25,0

Production d'énergie renouvelable (GWh)¹

2023	2022	2021
11 161	10 792	9 853

Jours de travail perdus en raison de blessures liées au travail et de maladies professionnelles²

2023	2022	2021
0,18	0	8,05

Nombre moyen d'heures de formation du personnel

2023	2022	2021
43,8	40,0	40,1

Taux moyen de roulement volontaire

2023	2022	2021
7,1	10,3	12,5

Pourcentage de femmes au sein du conseil d'administration (%)

2023	2022	2021
40	36	30

Contributions aux régimes de retraite du personnel³

2023	2022	2021
1,8 M\$	1,6 M\$	1,3 M\$

1 Correspond à la production proportionnelle d'Innergex.
 2 Le taux de journées perdues correspond au nombre de jours civils perdus en raison d'une blessure ou d'une maladie professionnelle (à l'exclusion des entrepreneurs) par tranche de 200 000 heures travaillées.
 3 Pour le personnel du Canada et des États-Unis. Le personnel de la France et du Chili est couvert par un système de retraite différent.



De l'énergie positive pour un effet positif



Message aux actionnaires

En 2023, notre équipe a poursuivi avec diligence et efficacité le développement de projets d'énergie renouvelable rentables sur tous nos marchés tout en continuant à innover et à tirer un rendement optimal de nos actifs en exploitation. La diversification, qui demeure un élément essentiel de notre stratégie de croissance, nous permet de gérer les risques inhérents à notre portefeuille de projets, d'offrir une croissance durable à nos actionnaires et d'atténuer les difficultés potentielles liées aux ressources.

Innergex possède d'importants avantages concurrentiels, dont sa capacité à former des partenariats à long terme solides avec les collectivités autochtones et locales et son expertise en tant que promoteur de projets sur l'ensemble du cycle de vie ainsi qu'à titre de propriétaire exploitant d'actifs à long terme expérimenté. De plus, Innergex bénéficie d'un important portefeuille de grande qualité composé d'actifs hydroélectriques diversifiés qui soutient son profil de flux de trésorerie à long terme et qui soutient son bilan. Grâce à nos 30 années d'expérience dans le secteur et à notre mission axée sur le développement durable d'installations d'énergie renouvelable à 100 %, nous sommes en bonne posture pour poursuivre notre croissance et générer un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté en fonction du risque.

Pour l'avenir, Innergex se réjouit de l'accélération de la décarbonation dans ses principaux marchés. Afin de tirer parti des occasions qui se multiplient rapidement et de nous positionner pour saisir les nombreuses occasions de croissance, il est impératif de veiller à ce que nos priorités en matière d'affectation du capital cadrent d'un point de vue stratégique avec nos ambitions de générer une valeur durable pour nos actionnaires. Dans ce contexte, le conseil d'administration a approuvé une mise à jour de sa stratégie de répartition du capital à compter de 2024. Même si nos flux de trésorerie actuels couvrent entièrement notre dividende, nous avons pris la décision de cibler un ratio de distribution recalibré correspondant à une fourchette de 30 % à 50 % des flux de trésorerie disponibles afin d'accroître notre souplesse financière, de permettre un rythme de croissance soutenu et de réduire le recours à des sources de financement externes. Innergex accordera la priorité aux occasions de croissance interne présentant des rendements attrayants ajustés en fonction du risque et se concentrera sur le déploiement de la capacité éolienne et solaire en Amérique du Nord, tout en recherchant activement des occasions dans les domaines du stockage et de l'hydroélectricité. Cette stratégie de financement mise à jour accroîtra notre capacité à générer une croissance durable et, conjuguée à notre approche rigoureuse d'affectation du capital, permettra à Innergex de créer de la valeur à long terme pour ses actionnaires. Innergex cherche à renforcer sa position de chef de file dans ses marchés privilégiés tout en continuant de miser sur de solides occasions de développement de façon disciplinée.

La transition vers l'énergie renouvelable au Canada accélère la croissance dans notre marché national

En mars 2023, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé la création de crédits d'impôt¹ pour favoriser une économie propre et soutenir la transition vers un mix énergétique plus propre. Ces initiatives financières sont appelées à devenir des catalyseurs essentiels pour les projets d'énergie renouvelable au pays.

En outre, plusieurs provinces ont entrepris des démarches importantes pour lancer de nouveaux appels d'offres dans le domaine de l'énergie et augmenter leur approvisionnement global en énergie renouvelable. Hydro-Québec fait figure de chef de file avec son ambitieux Plan d'action 2035², et la Colombie-Britannique et l'Ontario ont pour leur part établi des objectifs ambitieux afin de poursuivre le déploiement de solutions d'énergie propre sur leur territoire. Nous détenons et exploitons des actifs sur tous ces marchés, et nos équipes continuent d'élaborer des projets qui pourront être soumis à des appels d'offres à venir afin d'assurer une croissance rentable.

Innergex a le privilège d'être le partenaire de choix des communautés autochtones et locales, avec qui nous avons développé et continuerons de développer en partenariat des projets fructueux et rentables. Il s'agit là d'un élément central de notre culture d'entreprise et d'un atout majeur dans le paysage du développement au Canada. Grâce à la capacité d'Innergex à travailler efficacement avec les communautés autochtones, nous avons pu réaliser le projet hydroélectrique Innavik de 7,5 MW à Inukjuak, au Nunavik. Ce projet, qui est le fruit d'un partenariat à parts égales avec la Corporation foncière Pituvik, alimente le village en électricité depuis la fin octobre 2023. L'électricité ainsi produite et la conversion du système de chauffage des résidences permettront de réduire la dépendance au diesel pour la quasi-totalité des besoins énergétiques d'Inukjuak.

La signature d'un contrat d'achat d'électricité (« CAÉ ») d'une durée de 30 ans pour l'ajout de 102 MW au parc éolien Mesgi'g Ujju's'n, dans la Municipalité régionale de comté (« MRC ») d'Avignon, est un autre exemple de la réussite de nos partenariats. Ce deuxième projet conjoint réalisé avec les trois communautés Mi'gmaq au Québec témoigne de leur confiance continue envers Innergex. Ce projet devrait être mis en service en 2026.

1 Source : <https://www.budget.canada.ca/2023/report-rapport/chap3-fr.html>

2 Source : <https://www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/plan-action-2035.pdf>

La sélection récente par Hydro-Québec de deux projets éoliens proposés par Innergex, d'une puissance totale de 400 MW témoigne de notre capacité à travailler avec les collectivités pour favoriser une croissance durable et rentable. Le projet éolien Manicouagan d'une puissance de 300 MW mené par le Conseil des Innus de Pessamit (39 %) en partenariat avec Innergex (38 %) et la MRC de Manicouagan (23 %), et le projet éolien d'une puissance de 100 MW dans la MRC de Lotbinière mené en partenariat avec Innergex (50 %), la MRC de Lotbinière (45 %) et deux communautés des Premières Nations, soit le Conseil des Abénakis d'Odanak (2,5 %) et le Conseil des Abénakis de Wôlinak (2,5 %), ont tous les deux été sélectionnés dans le cadre d'appels d'offres. Ces deux projets seront soutenus par un CAÉ d'une durée de 30 ans qui sera conclu avec Hydro-Québec et indexé selon un pourcentage prédéfini de l'indice des prix à la consommation (« IPC »). La mise en service commerciale de ces deux projets est prévue en 2029 et 2028, respectivement. Nous sommes fiers de ce taux de réussite de 100 % et de notre capacité à saisir de nouvelles occasions de croissance. Ces résultats nous confortent dans nos ambitions de développement et de croissance.

Au Canada, nous avons également poursuivi notre croissance et notre diversification en 2023 grâce à l'acquisition du portefeuille solaire Sault Ste. Marie (60 MW) en Ontario. Ce projet, qui est intégralement soumis à des contrats, présente d'excellents résultats sur le plan de l'exploitation, a un CAÉ assorti de modalités attrayantes et génère de solides flux de trésorerie pour Innergex. Cette acquisition a également été l'occasion pour la Société de se placer en bonne position pour la prochaine vague de nouveaux projets d'énergie propre en Ontario.

Travailler avec les éléments aux États-Unis

Aux États-Unis, nos équipes progressent activement dans la construction du projet éolien Boswell Springs de 330 MW situé dans le Wyoming et du projet solaire et de stockage d'énergie par batteries Hale Kuawehi (30 MW/120 MWh (4 heures)) situé à Hawaii. Nous poursuivons nos efforts de développement pour accélérer notre croissance.

Le projet éolien Boswell Springs est bien avancé, toutes les fondations ayant été coulées et la ligne de raccordement principale ayant été achevée. Nos équipes travaillent à l'achèvement du projet dans les délais prévus et selon le budget, la mise en service étant prévue au quatrième trimestre de 2024. En outre, le projet a reçu tout le financement nécessaire et est potentiellement admissible à 120 % des crédits d'impôt à la production (« CIP ») en vertu de la loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act* ou « IRA »), qui a été adoptée récemment.

Grâce à l'adoption de l'IRA, les investissements dans les énergies renouvelables et les infrastructures connexes sont en croissance. Chez Innergex, notre capacité à réaliser des projets concurrentiels sur nos marchés principaux et à créer des structures de participation fiscale très efficaces nous positionne avantageusement pour tirer parti des possibilités offertes par l'IRA.



La construction du projet solaire et de stockage d'énergie par batteries Hale Kuawehi progresse et sa mise en service est prévue pour la fin de 2024 ou le début de 2025. Le CAÉ modifié, qui prévoit une hausse du prix de vente de 56 %, a récemment été approuvé par la Public Utilities Commission d'Hawaii.

Les activités de développement de notre projet solaire Palomino avancent bien et le projet a reçu la confirmation de sa qualification pour l'interconnexion accélérée par PJM au cours du quatrième trimestre de 2023.

Un partenariat stratégique en France qui atteste de la valeur du portefeuille

Nous avons eu le plaisir d'accueillir Crédit Agricole Assurances à titre de partenaire à long terme grâce à sa prise de participation minoritaire de 30 % dans le portefeuille d'Innergex en France.

L'entente de co-investissement à long terme avec le principal assureur français soutiendra la croissance d'Innergex en France, grâce à l'engagement des parties à contribuer à des apports en capital supplémentaires pour le développement et le financement de projets futurs.

Ce partenariat stratégique est une preuve de confiance envers notre équipe dévouée, la qualité de nos actifs existants, nos activités de développement et notre stratégie en France. Alors que le nouveau projet de loi sur les énergies renouvelables adopté par le Parlement français promet d'accélérer le développement des énergies renouvelables, ce partenariat permet à Innergex non seulement de dégager de la valeur de son portefeuille existant, mais aussi d'accroître sa souplesse financière afin d'accélérer les activités de développement de nouveaux projets.

Nous sommes très fiers des progrès réalisés en France pour bon nombre de nos projets. En mettant l'accent sur les technologies éoliennes, solaires et de stockage d'énergie, nous avons pu faire passer notre projet éolien Lazenay de 9 MW au stade de la construction et conclure les contrats d'interconnexion pour le projet éolien Auxy Bois Régulier de 29,4 MW, pour lequel nous avons également été en mesure de renouveler le CAÉ selon des conditions plus favorables.

Repenser le mix énergétique au Chili grâce à des solutions avancées de stockage d'énergie

En octobre, nous avons mis en service la plus grande installation de stockage d'énergie d'Innergex à ce jour. L'installation de stockage d'énergie par batteries Salvador (50 MW/250 MWh (5 heures)) est située sur le site de notre parc solaire Salvador, dans le désert d'Atacama.

L'énergie renouvelable produite par le parc solaire est stockée pendant la journée pour être distribuée le soir ou tôt le matin, ce qui permet de soutenir le réseau lors des périodes de pointe de la demande d'énergie et de profiter de prix plus élevés sur le marché au comptant pendant ces périodes.

Le projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés (35 MW/175 MWh (5 heures)), situé sur le site du parc solaire San Andrés, est un autre grand projet de stockage qui sera bientôt mis en service dans la région.

Nous sommes très fiers de la croissance de notre portefeuille de stockage d'énergie, qui constitue selon nous un complément essentiel à la production d'énergie renouvelable. Ces projets permettront à Innergex de tirer profit de la production excédentaire et d'optimiser ses revenus en fonction de la dynamique du marché et de la demande au Chili. Dans l'ensemble, sa capacité à tirer avantage de la variation des prix de l'énergie et à recevoir des paiements de capacité permet à Innergex d'offrir une solution d'énergie propre présentant un profil de risque favorable et des rendements financiers élevés.

En 2023, Innergex est devenue l'unique propriétaire de la centrale thermosolaire Pampa Elvira de 34 MW, qui comprend 150 MWh de stockage d'énergie thermique et nous avons également récemment renouvelé un CAÉ de 10 ans avec Codelco. Nous estimons que cette technologie de stockage est extrêmement prometteuse pour appuyer le secteur minier au Chili.

La voie à suivre pour Innergex

Compte tenu des nombreuses possibilités sur nos marchés cibles actuels, Innergex se concentrera sur le développement de nouveaux projets dans les années à venir. Nos équipes de développement travaillent d'arrache-pied pour enrichir notre portefeuille de projets en développement avec des projets concurrentiels et soumettre de nouveaux projets dans le cadre des appels d'offres à venir.

Notre portefeuille de projets potentiels diversifié et d'envergure a poursuivi sa croissance pour atteindre plus de 10 GW à la fin de 2023, soit 16 % de plus que l'an dernier. Une partie de ces projets étant à un stade avancé de progression, nous sommes confiants dans notre capacité à générer de la croissance durable.

Pour financer cette croissance, nous avons mis en œuvre plusieurs initiatives de financement afin d'accroître nos liquidités et de réduire le risque financier. Ces initiatives comprennent le refinancement d'un portefeuille de centrales hydroélectriques canadiennes sans effet de levier afin de faire correspondre la durée de leur CAÉ à long terme avec la durée du financement. En tirant parti judicieusement des instruments d'emprunt et des partenariats stratégiques, nous avons également



réuni des ressources qui sont essentielles à la réalisation de notre vision stratégique à long terme, sans pour autant compromettre notre stabilité financière.

La mise à jour de notre stratégie d'affectation du capital renforcera encore davantage notre capacité à financer notre croissance. Cette mesure permettra de libérer des capitaux supplémentaires qui serviront à accélérer le profil de croissance d'Innergex sur une base autofinancée. Nous proposerons des projets d'énergie renouvelable à valeur ajoutée dans le cadre d'appels d'offres de services publics traditionnels ou de clients corporatifs. Nous sommes convaincus que nos récents projets sélectionnés au Québec et que les progrès accomplis dans d'autres marchés ne sont que le début d'une forte croissance à venir. Nous croyons que notre stratégie de croissance interne nous permettra d'offrir à nos actionnaires des rendements attrayants et durables à long terme.

Pour l'avenir, l'équipe d'Innergex garde le cap sur la stimulation de l'innovation, l'exploration de nouvelles possibilités pour les projets d'énergie renouvelable et la mise à profit des partenariats stratégiques pour créer des occasions de croissance. Nous nous engageons à accroître l'efficacité opérationnelle et la rentabilité, à profiter des percées technologiques et à entretenir notre culture de partenariat qui nous place à l'avant-garde du secteur de l'énergie renouvelable. Votre confiance envers Innergex nous permet de poursuivre notre quête d'excellence, de développement durable et de création de valeur.

Finalement, Innergex a eu l'honneur d'être nommée la meilleure entreprise responsable au Canada par le magazine *Corporate Knights* cette année. L'engagement de la Société en faveur du développement durable est au cœur de toutes nos activités. Tous ensemble, nous continuerons sur la voie qui mène Innergex vers un avenir alliant harmonieusement la durabilité et la rentabilité.

Merci de travailler avec nous à la création d'un monde meilleur.



Daniel Lafrance
Président du conseil
d'administration



Michel Letellier
Président et chef
de la direction

Réalisations de la Société en 2023

Qu'il s'agisse d'avancées novatrices ou de nouvelles collaborations, le chemin parcouru cette année est empreint d'énergie positive et témoigne de notre dévouement, de notre résilience et de notre passion inébranlables en faveur de la transition vers l'énergie propre. Examinons de plus près les jalons qui ont marqué notre année, qu'il s'agisse des progrès réalisés dans le cadre de nos activités de construction, de la mise en œuvre d'initiatives de financement importantes pour accélérer notre croissance ou de la reconnaissance que nous avons reçue en récompense de notre quête incessante de l'excellence en matière de développement durable.

Croissance interne

- Le projet éolien conjoint de 102 MW d'Innergex et de MMBC a été sélectionné dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec et un CAÉ d'une durée de 30 ans a été conclu, ce qui démontre la capacité d'Innergex à croître sur ses marchés principaux.
- Le projet de stockage par batteries Salvador au Chili a été mis en service dans les délais et selon le budget prévus, et a permis d'ajouter une technologie complémentaire à la base d'actifs chiliens d'Innergex.
- Innavik, une centrale détenue en partenariat, a commencé à fournir de l'électricité aux résidents d'Inukjuak, ajoutant un projet hydroélectrique clé à notre portefeuille.

Activités de fusion et acquisition

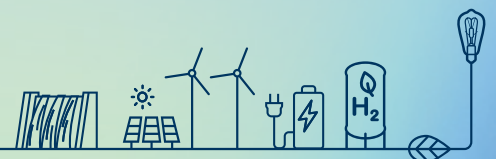
- Un portefeuille solaire de 60 MW a été acquis en Ontario, permettant d'augmenter la capacité de production d'électricité dans cette province.
- Des parcs solaires non essentiels d'une puissance d'environ 17 MW ont été cédés, ce qui a permis de rationaliser notre portefeuille.

Initiatives de financement

- Le financement du projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés a été conclu au Chili, ce qui positionne Innergex comme l'un des principaux propriétaires et exploitants d'actifs de stockage d'énergie par batteries dans le pays et lui permet de diversifier davantage son portefeuille.
- Le financement pour la construction et l'engagement de participation au partage fiscal ont été conclus pour le projet éolien à grande échelle Boswell Springs dans le Wyoming, soutenant ainsi la poursuite de la stratégie de croissance interne de la Société aux États-Unis.
- Trois actifs hydroélectriques ont été financés, permettant de dégager de la valeur à partir d'actifs non grevés de dettes et d'obtenir un nouveau levier de financement interne.
- Une participation minoritaire de 30 % dans notre portefeuille en France a été cédée, ce qui a permis de dégager de la valeur pour les actionnaires et de consolider notre stratégie de croissance dans ce pays.

Partenariats et autres

- Un partenariat avec Crédit Agricole Assurances a été mis en place, permettant de nous associer à un partenaire stratégique à long terme et d'accélérer notre croissance en France.
- Deux projets éoliens ont été soumis dans le cadre du dernier appel d'offres d'Hydro-Québec. Le projet Manicouagan est un partenariat dirigé par le Conseil des Innus de Pessamit avec Innergex et la MRC de Manicouagan. Le projet de la MRC de Lotbinière est un partenariat entre Innergex, la MRC et les Conseils des Abénakis d'Odanak et de Wôlinak.
- Innergex a été nommée meilleure entreprise responsable au Canada, témoignant de notre engagement à rechercher l'excellence en matière de développement durable.



Gouvernance de la Société

Conseil d'administration

Innergex prospère sous l'égide d'un conseil d'administration qui est responsable de sa gérance. Son mandat est de surveiller la gestion des activités commerciales et des affaires d'Innergex tout en promouvant les normes de durabilité les plus élevées et les intérêts supérieurs des actionnaires. Les membres du conseil d'administration sont élus lors de chaque assemblée générale annuelle des actionnaires.



Marc-André Aubé
Indépendant
Depuis décembre 2023



Pierre G. Brodeur
Indépendant
Depuis mai 2020



Radha D. Curpen
Indépendante
Depuis décembre 2022



Daniel Lafrance
Président indépendant du Conseil
Depuis mars 2010



Nathalie Francisci
Indépendante
Depuis mai 2017



Richard Gagnon
Indépendant
Depuis mai 2017



Michel Letellier
Non-indépendant
Depuis octobre 2002



Monique Mercier
Indépendante
Depuis octobre 2015



Ouma Sananikone
Indépendante
Depuis février 2019



Louis Veci
Non-indépendant
Depuis février 2020

Haute direction



Michel Letellier
Président et chef
de la direction
Depuis 1997



Jean Trudel
Chef de la direction
financière
Depuis 2002



Yves Baribeault
Chef de la direction
des affaires juridiques
et Secrétaire
Depuis 2009



Alexandra Boislard-Pépin
Chef de la direction
des ressources humaines
Depuis 2020



Pascale Tremblay
Chef de la direction
des actifs
Depuis 2021



Patrick Beaudoin
Vice-président –
Optimisation des actifs
et approvisionnement
Depuis 2018



Alex Couture
Vice-président principal –
Développement
Amérique du Nord
Depuis 2022



Jacques Desrochers
Vice-président –
Technologies de l'information
et des opérations
Depuis 2023



**Colleen
Giroux-Schmidt**
Vice-présidente –
Relations d'entreprise
Depuis 2011



Robert Guillemette
Vice-président –
Services techniques
Depuis 2018



Guillaume Jumel
Vice-président et Directeur
général – France
Depuis 2011



Chantal Lussier
Vice-présidente – Fiscalité
Depuis 2004



Niko Nikolaidis
Vice-président –
Investissements et
Financement
Depuis 2017



Jaime Pino
Vice-président et Directeur
général – Chili
Depuis 2021



Julie Turgeon
Vice-présidente –
Construction
Depuis 2023

Prix, reconnaissances et engagements

Prix

En 2023, Innergex s'est vue décerner quatre prix liés au refinancement de son portefeuille de 803,1 M\$ US au Chili, ce qui comprend la plus importante émission d'obligations liées à un projet jamais émise par une société latino-américaine d'énergie renouvelable sur le marché des placements privés d'obligations aux États-Unis (USPP).

- ① Prix « Americas Power Deal of the Year » (PFI Award) par Refinitiv
- ② Prix « Proximo Latin America » par Proximo Infra
- ③ Prix « Latin America Portfolio Refinance Deal of the Year » par IJGlobal
- ④ Prix « Bond of the Year » par LatinFinance

Reconnaisances

→ Innergex nommée au premier rang des meilleures entreprises responsables au Canada par Corporate Knights

Innergex a obtenu la première place dans le classement 2023 des 50 meilleures entreprises responsables au Canada établi par le magazine *Corporate Knights*. Ce classement annuel de la performance des entreprises en matière de développement durable reconnaît les entreprises qui prônent un capitalisme à visage humain en privilégiant les personnes et la planète et en transformant le milieu des affaires en un vecteur de changement positif.



→ Certification Parité Bronze de La Gouvernance au Féminin

La certification Parité Bronze reconnaît les efforts déployés par Innergex pour faire progresser les carrières des femmes et combler le fossé entre les genres dans le contexte de l'entreprise.



Engagements

→ Signataire de la campagne Parité d'ici 30

Depuis 2019, Innergex œuvre activement en faveur de l'équité salariale, de la parité au sein des échelons supérieurs et de l'égalité des chances pour les femmes dans le secteur de l'énergie propre d'ici 2030 à travers cette initiative conjointe de la réunion ministérielle de l'énergie propre (CEM) et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

→ Signataire de la déclaration « Action Declaration on Climate Policy Engagement »

Innergex, qui est depuis longtemps un chef de file dans la collaboration avec les décideurs politiques sur les stratégies et les objectifs de réduction d'émissions liées aux changements climatiques, s'est engagée à aligner ses activités en matière de politique climatique sur l'Accord de Paris, en prêtant sa voix et son leadership à une stratégie visant à combler l'écart entre les paroles et les actes en ce qui concerne les réductions d'émissions des pays.

→ Signataire de l'engagement envers la prévention du travail forcé dans l'industrie solaire

Innergex est déterminée à faire en sorte que la chaîne d'approvisionnement de l'énergie solaire soit exempte de travail forcé en soutenant la création d'un protocole de traçabilité de la chaîne d'approvisionnement de l'énergie solaire piloté par le secteur.

Notations ESG

→ ISS ESG HAUT A+ BAS D-	B	ISS ESG
Notations ESG de MSCI HAUT AAA BAS CCC	AA « Leader »	MSCI
Évaluation du risque ESG de Sustainalytics HAUT 0 BAS 100	18,2 « Risque faible »	SUSTAINALYTICS
Score climatique du CDP HAUT A BAS F	D	CDP

Changer le monde en prenant soin du monde

Personnes

Une culture fondée sur les relations

Innergex s'efforce de créer et de maintenir une culture à la hauteur des attentes de son personnel. Nous avons pour objectif de faire en sorte que les membres de notre équipe se sentent appréciés, en confiance et encouragés à s'épanouir tant sur le plan professionnel que personnel. En mettant l'accent sur la transparence, l'équité et l'imputabilité, nous sommes fiers d'offrir un environnement de travail où le personnel se sent écouté, où il peut être fier de son travail et où il est enthousiaste à l'idée de travailler ensemble.



Alors que les possibilités dans le secteur de l'énergie renouvelable se multiplient rapidement, la nécessité d'attirer et de maintenir en poste une main-d'œuvre qualifiée est de plus en plus vitale pour Innergex. En 2022, nous avons mis en place une nouvelle architecture de carrière pour répondre à ce besoin sur un marché du travail très concurrentiel. Ce cadre constitue un fondement essentiel pour la gestion des emplois, des rôles, des compétences et des carrières au sein de notre organisation. Nous continuerons à offrir à notre personnel les outils dont ils ont besoin pour réussir, y compris un environnement sécuritaire, inclusif et équitable, un équilibre flexible entre vie professionnelle et vie personnelle, une rémunération juste, des avantages sociaux généreux, des possibilités de perfectionnement professionnel et d'autres avantages.

Chez Innergex, nous faisons la promotion de la diversité et de l'inclusion à tous les niveaux. Grâce à cet engagement, nous sommes une entité plus forte et plus saine et nous sommes mieux positionnés pour remplir notre mission. Une main-d'œuvre

plus inclusive et diversifiée mène à de meilleures synergies, à une équipe plus forte et à une meilleure prise de décision, autant d'éléments qui placent Innergex sur la voie du succès.

La promotion de la santé et du bien-être joue un rôle essentiel chez Innergex. La santé physique et mentale de notre personnel est non seulement une attente, mais elle est aussi primordiale pour la poursuite de notre succès. Notre gamme complète de programmes et d'initiatives assure un environnement de travail sûr et sécuritaire pour tous les membres du personnel et leur offre le soutien dont ils ont besoin au travail et à la maison pour qu'ils continuent à s'épanouir.

Notre équipe continuera à trouver des solutions innovantes pour relever les défis de demain. Innergex s'engage à soutenir le développement de carrière de son personnel, à créer des opportunités, à accroître la diversité et l'inclusion et à assurer la prospérité qui incitera les talents de demain à suivre leur passion. L'énergie durable n'est rien sans des relations durables.

Approche d'Innergex en matière de satisfaction du personnel

- Politique sur la diversité et l'inclusion
- Politique en matière de santé et de sécurité
- Politique de dénonciation
- Politique pour un environnement de travail exempt de harcèlement, de violence et d'intimidation
- Respect des objectifs de développement durable des Nations Unies
- Régime d'achat d'actions du personnel
- Cotisations équivalentes à celles de l'employé-e versées au régime de retraite
- Politique de télétravail
- Rémunération équitable
- Promotion de l'égalité des genres
- Possibilités de perfectionnement professionnel
- Congés de maladie payés
- Allocation supplémentaire pour le congé parental
- Programme de bénévolat à l'intention du personnel
- Programme incitatif pour les véhicules électriques
- Programme de reconnaissance des membres du personnel
- Événements sociaux
- Programme d'heures estivales
- Programme de bourses d'études pour les personnes à charge du personnel

30 %

Pourcentage de femmes à l'emploi en 2023.

1,8 M\$¹

Les contributions d'Innergex aux régimes de retraite du personnel en 2023.

La valeur totale des régimes de retraite du personnel au 31 décembre 2023 était de 23,6 M\$ au Canada et de 1,7 M\$ US aux États-Unis.

¹ Pour le personnel du Canada et des États-Unis. Le personnel de la France et du Chili est couvert par un système de retraite différent.

Planète

Une culture fondée sur des pratiques durables

Innergex est convaincue que la transition des combustibles fossiles vers des énergies propres et renouvelables constitue la clé de la victoire dans la lutte contre les changements climatiques. Depuis plus de 30 ans, nous avons fait la preuve que nous savons comment développer, construire et exploiter des installations d'énergie renouvelable et que nous pouvons jouer un rôle important dans la transition énergétique.

Comme nous sommes une entreprise entièrement vouée à l'énergie renouvelable, l'énergie propre que nous produisons nous permet d'avoir des émissions de gaz à effet de serre extrêmement faibles par rapport aux sources de production non renouvelables. En fait, nous contribuons à compenser les émissions de carbone en remplaçant des sources fossiles.

En renforçant notre expertise et nos capacités en matière de stockage d'énergie par batteries, nous pourrions stocker l'énergie produite par des ressources renouvelables, telles que l'énergie solaire et l'énergie éolienne, et la réinjecter en fonction des besoins. Le stockage par batteries accroît également la souplesse du réseau grâce à sa capacité à charger rapidement, à stocker et à fournir l'électricité au moment où elle est le plus en demande. En outre, les solutions de stockage par batteries, lorsqu'elles sont stratégiquement implantées sur un réseau, sont à même de réduire substantiellement l'investissement requis par les exploitants de réseaux pour les mises à niveau des réseaux.

Innergex continue de renforcer son engagement à résoudre les problèmes environnementaux qui se profilent à l'horizon. Bien que nous ayons recensé

et évalué les risques et les opportunités liés au climat au moyen d'une analyse complète des scénarios, nous continuerons à mettre au point nos processus et stratégies internes pour atténuer ces risques et saisir ces opportunités.

Nous sommes fiers d'aligner nos informations sur plusieurs cadres mondialement reconnus, notamment les objectifs de développement durable des Nations Unies (« ODD »), le Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (« GIFCC »), le Carbon Disclosure Project (« CDP ») et le Sustainability Accounting Standards Board (« SASB »).

Nous continuerons à suivre l'évolution mondiale en matière de cadres et de référentiels d'information afin de nous assurer que nous demeurons à l'avant-garde des changements réglementaires émergents. Innergex reste déterminée à produire 100 % de son énergie à partir de sources renouvelables, notamment l'eau, le vent et le soleil, et à fournir les solutions qui nous permettront d'atteindre notre objectif de carboneutralité d'ici 2050. Nous produisons de l'énergie propre proprement.

Approche d'Innergex en matière de gestion environnementale

- Rapport d'évaluation climatique conforme aux principes du GIFCC
- Questionnaire du CDP sur les changements climatiques
- Conformité avec le SASB
- Respect des objectifs de développement durable des Nations Unies
- Politique de développement durable
- Gestion des risques liés aux changements climatiques
- Comptabilisation des émissions de GES
- Protection de la biodiversité
- Consultations avec les parties prenantes
- Gestion des ressources hydrauliques
- Programmes de gestion des déchets et des déchets dangereux
- Conformité aux lois, aux permis et aux règlements
- Gestion de la végétation
- Gestion des terrains

Plus de
1,8 M\$

Dépenses
environnementales
en 2023.

Production totale
d'électricité propre.

11 161 GWh

Prospérité

Une culture fondée sur le partage de la prospérité

Des communautés prospères sont essentielles pour assurer le soutien et les compétences nécessaires à la transition vers l'énergie propre. Avoir un impact social positif constitue un élément central de notre stratégie. Nous nous efforçons d'être un partenaire de confiance en matière d'énergie renouvelable en vue de contribuer à la création des communautés résilientes de demain.



Nous considérons que le succès des projets d'énergie renouvelable ne doit pas se limiter à l'électricité propre qu'ils produisent, mais doit aussi inclure un enrichissement des communautés locales grâce à des possibilités d'emploi, des bénéfices sociaux et des sources de revenus fiscaux, tout en contribuant à la transition vers l'énergie propre. Notre stratégie vise à soutenir la santé à long terme des communautés en travaillant avec elles pour comprendre leurs besoins spécifiques et en trouvant des solutions qui répondent à leurs attentes.

Innergex a été l'un des premiers producteurs indépendants d'électricité au Canada à nouer des partenariats à long terme avec les communautés autochtones qui ont depuis longtemps joué un rôle essentiel dans notre succès. Notre approche en matière de réconciliation avec les communautés autochtones a toujours été axée sur le respect et la compréhension. Il est essentiel que nous mettions tout en œuvre pour que nos activités en lien avec nos partenaires autochtones, leurs terres et les ressources qu'ils partagent respectent les principes énoncés dans la déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones.

La création d'une valeur durable et à long terme pour nos actionnaires garantit non seulement la pérennité de notre succès, mais renforce notre conviction que notre stratégie de développement d'un portefeuille diversifié et solide d'actifs liés aux énergies renouvelables sur les marchés du monde entier est la bonne.

Notre programme de dons et de commandites accroît notre impact social positif grâce au soutien à des initiatives et à des groupes qui promeuvent :

- L'environnement et la durabilité;
- La communauté et la culture;
- La santé et la recherche;
- Les sports et les loisirs;
- L'éducation et l'engagement.

Approche d'Innergex en matière de bien-être social

- Politique en matière de protection et de promotion des droits de la personne
- Code de conduite des fournisseurs
- Respect des objectifs de développement durable des Nations Unies
- Partenariats autochtones
- Engagement communautaire
- Programme de dons et commandites
- Financement du développement social et communautaire
- Partenariats avec les communautés
- Création de valeur pour les actionnaires
- Financement de projets de legs
- Possibilités de contrats à l'échelle locale
- Contribution fiscale locale
- Accords de redevance
- Programme de dons jumelés du personnel

Plus de
4 M\$

Montant distribué sous forme de commandites, de dons et de contributions volontaires.

29

Nombre d'ententes avec les communautés autochtones.

Gouvernance

Une culture fondée sur un leadership exemplaire

La gouvernance d'Innergex vise à garantir que nos politiques et procédures sont appliquées de manière équitable, transparente et dans l'intérêt supérieur de notre personnel, de nos actionnaires, de nos partenaires et des communautés au sein desquelles nous exerçons nos activités. Le leadership du conseil d'administration n'est pas seulement une source d'inspiration et de motivation pour nos activités quotidiennes, mais il guide aussi notre cheminement vers des objectifs communs et notre mission de créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable.

Les membres du conseil d'administration sont reconnus pour leurs compétences acquises au fil de dizaines d'années d'expérience, pour leur engagement à améliorer nos initiatives et nos communications sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance et pour leur diversité qui leur apporte une foule de différents points de vue et solutions pour relever les défis à venir.

La surveillance des critères ESG par le conseil d'administration, chapeauté par le comité de régie d'entreprise, comprend l'examen et l'évaluation des risques physiques et des risques liés à la transition importants liés au climat qui pourraient avoir une incidence négative sur les activités, la situation financière ou la réputation d'Innergex. Le comité s'assure qu'Innergex a mis en place des systèmes pour repérer, gérer et surveiller efficacement ces risques et atténuer ou réduire leurs impacts négatifs potentiels. Il reçoit des mises à jour régulières sur les critères ESG de la part de la direction et des principaux responsables ESG afin d'élaborer sa stratégie.

Le comité de régie d'entreprise est chargé de gérer les processus de gestion des risques de la Société en matière de santé, de sécurité et d'environnement (y compris les plans d'intervention d'urgence et de gestion de crise), les systèmes de gestion en place destinés à assurer un environnement de travail sûr et à minimiser l'impact des opérations de la Société sur l'environnement, ainsi que notre stratégie, notre performance et notre communication en matière de critères ESG.

Les 17 politiques qui guident nos activités quotidiennes favorisent la croissance durable de la Société. Ces politiques énoncent nos priorités et nos responsabilités environnementales, sociales et de gouvernance, notre engagement à respecter les normes les plus élevées en matière d'éthique et de transparence, les possibilités offertes au personnel en matière de sécurité, d'évolution de carrière et de partage de leurs préoccupations, et abordent les attentes des actionnaires, des communautés et du public.

Approche d'Innergex en matière de gouvernance d'entreprise

- Politiques anticorruption et anti-pots-de-vin
- Politique de diversité au sein du conseil d'administration
- Code de conduite et Ligne éthique
- Politique sur la communication de l'information
- Politique sur les délits d'initiés
- Politique de vote majoritaire
- Politique en matière de protection et de promotion des droits de la personne
- Politique sur la rémunération de la haute direction
- Politique d'engagement des actionnaires
- Politique de dénonciation
- Respect des objectifs de développement durable des Nations Unies
- Surveillance des enjeux ESG
- Planification de la relève au sein du conseil d'administration et des comités
- Planification de la relève pour le chef de la direction
- Processus de recrutement et d'intégration des membres du conseil d'administration
- Lignes directrices en matière d'actionnariat pour les membres du conseil d'administration et membres de la haute direction
- Formation annuelle du conseil d'administration

99 %

Taux de participation combiné aux réunions du conseil d'administration et des comités.

40 %

Pourcentage des membres du conseil d'administration qui sont des femmes.

Notre stratégie d'entreprise

Une croissance responsable qui assure un équilibre entre les personnes, notre planète et la prospérité

Innergex développe, acquiert, détient et exploite des installations de production d'énergie renouvelable, ce qui comprend la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire ainsi que les technologies de stockage d'énergie. Notre objectif fondamental est de créer de la richesse en gérant efficacement nos actifs d'énergie renouvelable et de stockage de grande qualité et en poursuivant avec succès notre croissance durable.

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 des solutions de stockage d'énergie.

Innergex détient des participations dans plus de 4 000 MW de puissance installée d'énergie renouvelable, avec des installations au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili. 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 parmi le personnel de la Société afin d'optimiser le rendement de nos actifs de grande qualité. Notre approche de création de valeur pour les actionnaires consiste à générer des flux de trésorerie par action constants et croissants et à présenter un attrayant rendement ajusté au risque.



Progression dans la réalisation de notre plan stratégique

La transition vers une économie carboneutre sera menée par le secteur de l'énergie renouvelable. Innergex est en bonne posture pour poursuivre notre croissance stratégique et participer à la protection du climat en poursuivant l'optimisation et la croissance de notre portefeuille d'installations d'énergie renouvelable. Pour ce faire, nous nous sommes fixé quatre objectifs stratégiques.

Croître responsablement

Concentrer notre croissance sur nos marchés actuels

Depuis 2020, 18 installations totalisant 738 MW d'énergie renouvelable et 259 MWh de capacité de stockage ont été ajoutées à notre parc d'exploitation, ce qui représente une augmentation de 21%. Rien qu'en 2023, nous avons acquis trois actifs solaires en Ontario et mis en service notre plus importante installation de stockage à ce jour dans le nord du Chili.

Bâtir notre expertise

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

Ces dernières années, Innergex a réalisé des progrès dans le développement d'un solide portefeuille de stockage. Une équipe interne dédiée au stockage de l'électricité a été mise en place en 2021, et, depuis lors, deux installations de stockage ont été mises en service, tandis que 6 projets comportant une composante de stockage en sont à différents stades de développement pour une capacité totale de stockage de 1 545 MWh.

Optimiser l'exploitation

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

Grâce à l'analyse du rendement, notre équipe a pu optimiser la production d'énergie dans toutes les installations et trouver des solutions pour maximiser les ressources disponibles en tout temps. Notre approche équilibrée entre l'exploitation autonome de nos installations et le recours à un tiers pour l'exploitation et l'entretien nous permet d'optimiser nos pratiques et de pousser nos fournisseurs à exploiter nos installations de manière efficace.

Diversifier nos activités

Accroître la diversification des activités et des actifs de la Société

Depuis 2020, nous avons continué d'accroître la diversification de nos sources de revenus entre les régions, les technologies, les clients et les profils contractuels. Nous avons ajouté de nouvelles installations éoliennes, hydroélectriques, solaires ou de stockage sur l'ensemble de nos marchés par l'intermédiaire d'acquisitions stratégiques ou du développement de nouveaux projets. Parallèlement, plusieurs CAÉ à long terme ont été signés ou reconduits, contribuant à maintenir un profil contractuel élevé à 87 % avec une durée moyenne contractuelle restante de 12,2 ans¹, ce qui nous garantit de solides flux de trésorerie à long terme, des flux de revenus continus protégés contre l'inflation.

La Société tire profit de son expérience pour développer de nouveaux projets. Elle adopte et maîtrise de nouvelles technologies, principalement le stockage d'énergie, élargit sa clientèle au-delà des services publics traditionnels et déploie de nouveaux modèles d'affaires grâce auxquels elle offre plus de valeur pour les électrons produits ou stockés.

Chez Innergex, nous possédons une solide expérience grâce à des décennies de production d'énergie renouvelable à partir de nos actifs de haute qualité. Nos installations d'énergie renouvelable sont exploitées par notre équipe dévouée de professionnels chevronnés qui optimisent en permanence les opérations et assurent un entretien en temps voulu. Dans un contexte où l'intérêt pour le développement des énergies renouvelables monte en flèche, Innergex continuera à rester fidèle à notre approche qui, depuis longtemps, nous assure une croissance responsable et rentable. Notre conviction qu'entretenir et maintenir des relations pour nouer des partenariats à long terme avec les communautés autochtones et locales et d'autres parties prenantes nous a permis de développer des projets d'énergie renouvelable uniques qui créent de la valeur.

¹ Durée de vie moyenne pondérée restante des contrats d'achat d'électricité, à l'exclusion des projets en construction et en développement, compte non tenu des options de renouvellement.



Portefeuille d'actifs

Innergex 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 21 février 2024, Innergex possède et exploite 87 installations en exploitation commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1986 et octobre 2023, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 10,6 années.

Elles vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, des contrats de couvertures du prix de l'électricité¹ 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 au comptant. La durée moyenne pondérée restante des CAÉ est de 12,2 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, ainsi que des ajustements fondés sur l'indice des prix à la consommation pour atténuer le risque

lié à l'inflation. 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 21 février 2024.

	Nombre d'installations ¹		Puissance installée brute ² (MW)		Puissance installée nette ³ (MW)		Capacité de stockage (MWh)	
	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement
HYDRO-ÉLECTRIQUE								
Canada	34	—	1 027	—	717	—	—	—
États-Unis	3	—	70	—	40	—	—	—
Chili	4	2	170	112	166	85	—	—
Total partiel	41	2	1 267	112	923	85	—	—
ÉOLIEN								
Canada	8	1	908	102	714	51	—	—
France	16	3	324	52	227	32	—	—
États-Unis	8	1	714	330	714	330	—	—
Chili	3	—	332	—	332	—	—	—
Total partiel	35	5	2 278	484	1 987	413	—	—
SOLAIRE								
Canada	4	—	87	—	87	—	—	—
États-Unis	2	2	450	230	450	230	—	120 ⁵
Chili	3	—	153	—	153	—	150 ⁴	—
Total partiel	9	2	689	230	690	230	150	120
STOCKAGE								
France	1	—	—	—	—	—	9	—
Chili	1	1	—	—	—	—	250 ⁷	175 ⁶
Total partiel	2	1	—	—	—	—	259	175
TOTAL	87	10	4 234	826	3 600	728	409	295

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'Innervex, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.

3 La puissance installée nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innervex 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 d'énergie par batteries liée au projet solaire Hale Kuawehi (30 MW/120 MWh (4 heures)).

6 Capacité de stockage d'énergie par batteries du projet San Andrés de 35 MW/175 MWh (5 heures).

7 Capacité de stockage d'énergie par batteries de l'installation Salvador de 50 MW/250 MWh (5 heures).

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



Filiales non entièrement détenues

La Société partage la propriété de certaines installations en exploitation et de certains projets en développement et projets potentiels avec des partenaires commerciaux, financiers, locaux ou autochtones. Certaines installations en exploitation dont les participations ne donnant pas le contrôle sont significatives sont traitées comme des filiales non entièrement détenues. Les résultats de ces installations sont inclus dans les résultats consolidés de la Société.

	Installations en exploitation	Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Sources d'énergie	Lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.	Mesgi'g Ugju's'n	150	75	Éolien	Québec	50,00 % ^{1,2,3}
Harrison Hydro Limited Partnership et ses filiales	Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River	150	75	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	50,01%
Kwoiek Creek Resources Limited Partnership	Kwoiek Creek	50	25	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	50,00 % ^{1,3}
Innergex HQI USA LLC et ses filiales	Curtis Mills, Palmer Falls	60	30	Hydro-électrique	New York	50,00 % ³
Innergex Sainte-Marguerite S.E.C.	SM-1	31	15	Hydro-électrique	Québec	50,01%
Cayoose Creek Power Limited Partnership	Walden North	16	8	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	49,00 %
Energía Coyanco S.A.	Guayacán	12	8,3	Hydro-électrique	Chili	69,47%
Innergex France S.A.S et ses filiales	17 installations	324	227	Éolien et stockage	France	70,00 %

1 La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans l'entité.

2 La Société détient une participation comportant droit de vote de 50 % et détenait une participation participative de 61,3 % en 2023 (cette participation participative s'amenuisera au fil des ans).

3 Selon les modalités des contrats en vertu desquels ces entités ont été établies, la Société est exposée et a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice, et elle a la capacité de diriger les activités de ces entités qui influent le plus sur les rendements.



Coentreprises et entreprises associées

Certaines installations en exploitation sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La quote-part de la production, des produits et du BAIIA ajusté des coentreprises et entreprises associées d'Innergex est incluse dans les mesures proportionnelles de la Société.

	Installations en exploitation	Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Sources d'énergie	Lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société
Toba Montrose General Partnership	East Toba et Montrose Creek	235	94	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	40,00 % ^{1,2}
Dokie General Partnership	Dokie	144	37	Éolien	Colombie-Britannique	25,50 %
Jimmie Creek Limited Partnership	Jimmie Creek	62	32	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	50,99 % ²
Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C.	Viger-Denonville	25	12	Éolien	Québec	50,00 %
Umbata Falls L.P.	Umbata Falls	23	11	Hydro-électrique	Ontario	49,00 %
Innvaik Hydro Limited Partnership	Innavik	8	4	Hydro-électrique	Québec	50,00 %

¹ La Société détient une participation comportant droit de vote de 51% et une participation économique participative de 40%. En 2046, la participation économique de la Société passera à 51% sans aucune contrepartie additionnelle.

² La Société ne consolide pas l'entité, car elle n'a pas le contrôle sur le processus décisionnel.





Rapport de gestion

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2023. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 21 février 2024, 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 consolidés audités et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Les états financiers consolidés audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, ainsi que les données comparables de 2022, ont été préparés conformément aux normes IFRS de comptabilité publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). 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 sedarplus.ca ou sur le site Web de la Société à l'adresse innergex.com. L'information publiée sur le site Web de la Société ou qui peut être accessible par ce site Web ne fait pas partie du présent rapport de gestion et n'est pas intégrée aux présentes par renvoi.

TABLE DES MATIÈRES

1- Faits saillants.....	26	Structure du capital.....	47
Exercice 2023 – Initiatives de croissance.....	26	Financement par participation au partage fiscal.....	48
Exercice 2023 – Information choisie.....	28	Situation financière.....	49
Exercice 2023 – Performance d'exploitation.....	29	Éventualités.....	52
Exercice 2023 – Capital et ressources.....	30	Flux de trésorerie.....	52
Événements postérieurs.....	30	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution.....	54
Exercice 2022.....	31	Information sur le capital-actions.....	57
2- Aperçu des activités.....	32	Dividendes.....	57
Environnement commercial.....	32	5- Perspectives.....	58
Installation en exploitation.....	35	Cibles de croissance pour 2024.....	58
Activités de mise en service.....	37	6- Mesures non conformes aux IFRS.....	59
Activités de construction.....	37	7- Renseignements complémentaires consolidés.....	65
Activités de développement.....	38	Secteurs géographiques - Produits.....	65
Projets potentiels.....	39	Secteurs géographiques - Actifs non courants.....	65
3- Performance financière et résultats d'exploitation.....	40	Information financière trimestrielle historique.....	66
Secteur de la production hydroélectrique.....	41	Événements de février 2021 au Texas.....	67
Secteur de la production éolienne.....	42	8- Méthodes comptables et contrôles internes.....	72
Secteur de la production solaire.....	43	Méthodes comptables significatives.....	72
Bénéfice net (perte nette).....	44	Contrôles internes.....	74
Perte nette ajustée.....	45	Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société.....	74
Participations ne donnant pas le contrôle.....	46	9- Risques et incertitudes.....	75
4- Capital et liquidités.....	47	10- Information prospective.....	89

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2023 – Initiatives de croissance

Le 18 janvier 2023, Innergex a franchi une nouvelle étape dans le développement de son projet éolien Boswell Springs de 330 MW. Les conditions préalables au contrat d'achat d'électricité d'une durée de 30 ans conclu avec PacifiCorp ont été satisfaites.

Le 9 mars 2023, Innergex a annoncé la clôture de l'acquisition d'un portefeuille solaire de 60 MW composé de trois parcs en exploitation à Sault Ste. Marie, en Ontario, pour un prix d'achat de 51,3 M\$, ainsi que la prise en charge d'une dette existante de 164,3 M\$.

Le 15 mars 2023, Innergex et Mi'gmawei Mawiom Business Corporation (« MMBC ») ont annoncé que leur projet éolien Mesgi'g Ugju's'n 2 (« MU2 ») de 102 MW avait été sélectionné dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec. Le projet est un partenariat à parts égales avec MMBC, une organisation représentant les trois communautés Mi'gmaq du Québec.

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 MU2.

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 sera remboursé par 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 par le produit du financement par participation au partage fiscal.

Le 17 juillet 2023, la Société a conclu trois swaps de taux d'intérêt différés pour couvrir une tranche de 152,5 M\$ US (201,9 M\$) du financement de construction du projet éolien Boswell Springs qui est assujettie à des taux d'intérêt variables.

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.

Le 7 août 2023, la Société a conclu une entente visant à former un partenariat à long terme avec Crédit Agricole Assurances, en collaboration avec Crédit Agricole Centre-Est, pour une participation ne donnant pas le contrôle de 30 % dans le portefeuille d'Innergex en France. La transaction a été conclue le 26 octobre 2023, pour un produit total correspondant à un investissement de 129,5 M€ (187,7 M\$), qui a été affecté à la réduction des facilités de crédit renouvelables d'Innergex et au financement des activités de développement de la Société au cours des prochaines années.

Le 19 octobre 2023, la Société a conclu un engagement de participation au partage fiscal de 322,7 M\$ US (441,6 M\$) pour le projet éolien Boswell Springs. Le produit sera reçu au moment de l'achèvement substantiel de la construction du projet et servira à rembourser le crédit-relais lié au partage fiscal précédemment conclu.

Le 30 octobre 2023, la Société a annoncé que son installation de stockage d'énergie par batteries Salvador de 50 MW/250 MWh (5 heures), située sur le site du parc solaire Salvador au Chili, a commencé ses activités d'exploitation et injecte de l'énergie dans le réseau. L'installation devrait commencer à recevoir des paiements de capacité prochainement. L'installation devrait générer des produits annuels d'environ 8,2 M\$ US (11,4 M\$ CA) au cours de sa première année complète d'exploitation, y compris les paiements de capacité, tandis que les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs devraient atteindre 0,9 M\$ US (1,2 M\$ CA) au cours de la même période.

Le 30 octobre 2023, Innergex a commencé à fournir de l'hydroélectricité aux résidents du village d'Inukjuak. La construction de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Innalik dans la communauté d'Inukjuak au Nunavik est maintenant terminée et la conversion des résidences est en cours de finalisation. Cette centrale permettra de réduire la dépendance au diesel pour la quasi-totalité des besoins énergétiques d'Inukjuak, dans le Grand Nord du Québec. Le projet découle de la volonté de la communauté de réduire les émissions de gaz à effet de serre et devrait avoir d'importantes retombées sociales et économiques pour les 1 800 habitants d'Inukjuak, la deuxième communauté la plus peuplée du Nunavik.

Le 14 novembre 2023, la Société a conclu un financement de projet sans recours de 185,5 M\$, dont des prêts à terme de 179,9 M\$ portant intérêt à un taux effectif de 6,14 % et une facilité de réserve de 5,5 M\$, avec La Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie dans les deux cas, pour financer un portefeuille de centrales hydroélectriques canadiennes sans levier financier en exploitation regroupant les centrales Gilles-Lefrançois, Miller Creek et Rutherford Creek. La facilité de prêt à terme doit arriver à échéance en deux tranches, soit en 2038 et en 2043, ce qui correspond à la durée restante des contrats d'achat d'électricité des centrales. Le produit a servi principalement à rembourser la facilité de crédit renouvelable de la Société, réduisant ainsi son endettement.

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2023 – Information choisie

	Exercices clos les 31 décembre				
	2023	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas ³ (9 jours)	2021 Normalisé
RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
Production (MWh)	10 621 478	10 254 005	9 055 215	—	9 055 215
Produits et crédits d'impôt sur la production	1 041 574	935 223	795 192	(54 967)	740 225
Résultat d'exploitation	219 575	263 366	280 995	(54 967)	226 028
BALIA ajusté ¹	687 743	612 165	499 963	15 789	515 752
Perte nette	(105 814)	(91 115)	(185 394)	64 219	(121 175)
Perte nette ajustée ¹	(2 052)	(32 503)	(6 951)	—	(6 951)
PROPORTIONNEL					
Production proportionnelle (MWh) ¹	11 160 580	10 792 064	9 853 366	—	9 853 366
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels ¹	1 102 655	995 758	913 147	(95 273)	817 874
BALIA ajusté proportionnel ¹	735 261	658 883	497 553	79 986	549 641
ACTIONS ORDINAIRES					
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	147 058	146 957	132 229	—	132 229
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	2 757	2 757	2 757	—	2 757
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	2 875	2 875	2 875	—	2 875
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	203 565	201 836	180 857	—	180 857

	Exercices clos les 31 décembre				
	2023	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ³	2021 Normalisé
FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION					
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	297 853	430 243	265 498	17 093	282 591
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}	214 930	171 988	119 682	15 789	135 471
Ratio de distribution ^{1,2}	68 %	85 %	110 %	— %	98 %

SITUATION FINANCIÈRE	Aux		
	31 décembre 2023	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Total de l'actif	8 939 826	8 602 427	7 396 068
Total du passif	7 734 498	7 116 000	6 035 388
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 086 883	1 316 195	1 093 112
Participations ne donnant pas le contrôle	118 445	170 232	267 568

- Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la section 6 « 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.
- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2023 – Performance d'exploitation

En 2023, la Société a conclu l'acquisition du portefeuille solaire Sault Ste. Marie en Ontario. Elle a également mis en service son installation de stockage d'énergie par batteries Salvador. De plus, la centrale hydroélectrique Innavik fournit de l'électricité aux résidents du village d'Inukjuak, au Nunavik, depuis le quatrième trimestre de 2023. Les projets en cours de construction d'Innergex progressent bien. Le projet de stockage d'énergie par batteries San Andrés constitue un deuxième investissement dans la technologie de stockage d'énergie au Chili, ce qui appuie la stratégie du portefeuille de la Société dans ce pays. Après la clôture du financement de Boswell Springs, la construction du projet se poursuit dans le respect du budget et du calendrier. La modification du contrat d'achat d'électricité (« CAÉ ») dans le but d'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 se poursuivent. De plus, les travaux de construction du projet éolien Lazenay en France ont commencé. 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 Ugu'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 Auxe Bois Régnier, en France, à des conditions de prix plus favorables.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les **produits et crédits d'impôt sur la production** ont augmenté de 11 % pour s'établir à 1 041,6 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 Curtis Palmer aux États-Unis ainsi que le régime éolien supérieur et la hausse des produits tirés des nouveaux CAÉ des parcs éoliens en France. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par les régimes éoliens plus faibles des parcs éoliens du Québec, la baisse des prix au comptant des centrales hydroélectriques au Chili ainsi que les prix défavorables et la diminution de la production au parc éolien Griffin Trail. Les produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels¹ se sont établis à 1 102,7 M\$, en hausse de 11 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels ont augmenté de 15 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier pour se chiffrer à 329,2 M\$. La hausse des charges s'explique essentiellement par les acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie, l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 sur les parcs éoliens en France, les coûts d'entretien exceptionnels de plusieurs parcs éoliens du Québec et la hausse des charges d'exploitation aux États-Unis.

La diminution de la perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité est surtout attribuable à la baisse des prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité du parc solaire Phoebe au Texas.

En raison des facteurs susmentionnés, le BAIIA ajusté¹ s'est établi à 687,7 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, en hausse de 12 %, et le BAIIA ajusté proportionnel¹ a atteint 735,3 M\$, en hausse de 12 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Innergex a comptabilisé une perte nette de 105,8 M\$ (perte nette par action de base et diluée de 0,51 \$) pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comparativement à une perte nette de 91,1 M\$ (perte nette par action de base et diluée, de 0,43 \$) pour la période correspondante de 2022. L'augmentation de la perte nette est essentiellement attribuable aux charges de dépréciation comptabilisées relativement aux installations Hale Kuawehi et Hillcrest, à une variation défavorable de la juste valeur de la contrepartie éventuelle incluse dans le prix d'achat de Curtis Palmer, à une augmentation 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, et à une augmentation des amortissements attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie. Ces éléments ont été partiellement compensés par une variation favorable des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe et une augmentation du recouvrement d'impôt.

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. Se reporter à la section 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2023 – Capital et ressources

L'augmentation du total des actifs comparativement au 31 décembre 2022 est en grande partie attribuable à l'acquisition de Sault Ste. Marie, aux activités de construction des projets Hale Kuawehi et Boswell Springs et des projets de stockage d'énergie par batteries Salvador et San Andrés ainsi qu'à l'augmentation des débiteurs, laquelle découle surtout de la hausse des produits découlant de l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les amortissements, par 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 par la cession des actifs des parcs solaires Kokomo et Spartan.

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 aux prélèvements nets effectués pour la construction du projet Boswell Springs, des projets de stockage d'énergie par batteries Salvador et San Andrés et du projet solaire Hale Kuawehi, et pour l'acquisition de Sault Ste. Marie. L'augmentation du total des passifs s'explique également par la hausse de la juste valeur de la contrepartie éventuelle incluse dans le prix d'achat de Curtis Palmer. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme.

La diminution des capitaux propres en regard du 31 décembre 2022 est principalement attribuable aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées, au total du résultat global et aux distributions aux participations ne donnant pas le contrôle, facteurs compensés en partie par le produit tiré de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle dans le portefeuille d'Innergex en France.

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 l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'explique essentiellement par le profit réalisé sur le règlement en 2022 des swaps de taux d'intérêt dans le cadre du refinancement au Chili par Innergex et sur les contrats de change à terme parallèlement à l'acquisition en France, ainsi que par la hausse des charges financières payées attribuable surtout aux obligations vertes du Chili et à l'acquisition de Sault Ste. Marie. La diminution a été contrebalancée en partie par la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, dont l'apport respectif des acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie. En outre, pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les flux de trésorerie disponibles¹ ont profité de l'effet favorable du profit réalisé sur la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle de 30 % dans le portefeuille d'Innergex en France, des acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie, de l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques Curtis Palmer aux États-Unis ainsi que du régime éolien supérieur et de la hausse des produits tirés des nouveaux CAÉ des parcs éoliens en France. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par les régimes éoliens plus faibles des parcs éoliens du Québec, la baisse des prix au comptant des centrales hydroélectriques au Chili, les prix défavorables et la diminution de la production au parc éolien Griffin Trail, ainsi que par une augmentation des remboursements de capital et des versements d'intérêts attribuables aux acquisitions et aux activités de construction.

1- FAITS SAILLANTS | Événements postérieurs

Le 26 janvier 2024, Innergex a annoncé qu'elle avait été sélectionnée par Hydro-Québec pour deux projets, soit un projet éolien communautaire de 100 MW en partenariat avec la Municipalité régionale de comté de Lotbinière et les conseils des Abénakis d'Odanak et de Wôlinak, et un projet éolien communautaire de 300 MW dirigé par le Conseil des Innus de Pessamit, avec la participation de la Municipalité régionale de comté de Manicouagan. La mise en service commerciale est prévue pour 2028 et 2029, respectivement. Les contrats d'achat d'électricité qui seront signés en 2024 avec Hydro-Québec devraient être structurés comme des contrats d'achat ferme de 30 ans, indexés selon un pourcentage prédéfini de l'indice des prix à la consommation (« IPC »).

Le 21 février 2024, le conseil d'administration a approuvé une mise à jour de sa stratégie d'attribution du capital et a révisé son dividende annuel pour 2024 à 0,36 \$ par action ordinaire afin d'appuyer ses plans de croissance.

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. Se reporter à la section 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2022

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les produits et crédits d'impôt sur la production ont augmenté de 26 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle ils ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. Les charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels ont augmenté de 29 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ s'est établi à 612,2 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, en hausse de 19 %, et le BAIIA ajusté proportionnel¹ a atteint 658,9 M\$, en hausse de 20 %, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour laquelle ils ont été normalisés pour exclure les événements de février 2021 au Texas. Cette augmentation s'explique essentiellement par les acquisitions d'Aela et de San Andrés, par l'incidence sur un exercice complet de la mise en service du parc éolien Griffin Trail en 2021 et par l'incidence sur un exercice complet des acquisitions d'Energía Llaima, de Licán et de Curtis Palmer réalisées en 2021. Cette augmentation s'explique également par le paiement de BC Hydro au titre de la réduction. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la production exceptionnellement faible des centrales de la Colombie-Britannique en raison du temps sec et par l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 en France.

La diminution de la perte nette en comparaison de 2021 s'explique principalement par l'incidence à l'exercice précédent des événements de février 2021 au Texas et par la comptabilisation de charges de dépréciation dans les coentreprises Flat Top et Shannon au cours du même exercice. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par une augmentation des amortissements et des charges financières se rapportant surtout aux acquisitions d'Energía Llaima, d'Aela, de San Andrés et de Curtis Palmer et à la mise en service de Griffin Trail et de Hillcrest en 2021. Ces éléments ont également été compensés par une hausse des charges de dépréciation comptabilisées en 2022 par rapport à l'exercice précédent.

L'augmentation du total de l'actif est en grande partie attribuable aux actifs acquis à la suite des acquisitions de San Andrés et d'Aela et au démarrage des activités de construction de Hale Kuawehi, de Boswell Springs et des projets de stockage d'énergie par batteries Salvador et San Andrés. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les amortissements et une augmentation des courbes de taux d'intérêt, qui a contribué à la baisse de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations incluse dans les immobilisations corporelles.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme découle principalement de l'acquisition d'Aela et des prélèvements nets sur la facilité de crédit à terme renouvelable qui ont servi aux activités de construction et de développement.

L'augmentation des capitaux propres s'explique principalement par les actions émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne en février 2022 et du placement privé concurrent d'Hydro-Québec, de même que par le total du résultat global, facteurs contrebalancés en partie par les dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées et les distributions aux participations ne donnant pas le contrôle.

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation est surtout attribuable au profit réalisé sur les instruments financiers à la suite du règlement des contrats de change à terme parallèlement à l'acquisition en France, compensé en partie par l'augmentation des charges financières payées se rapportant surtout aux acquisitions d'Aela et de San Andrés. Les flux de trésorerie disponibles¹ ont subi l'incidence des éléments susmentionnés et ont été partiellement contrebalancés par la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation se rapportant au parc solaire Phoebe, en raison surtout d'un écart défavorable entre les ventes au point d'injection de Phoebe et les achats au réseau ERCOT South.

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. Se reporter à la section 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Environnement commercial

Facteurs clés de croissance

La croissance future d'Innergex est assujettie aux facteurs clés suivants :

- la demande croissante d'énergie renouvelable, un élément clé de la transition énergétique visant à lutter contre les changements climatiques, qui est soutenue par des accords internationaux comme l'Accord de Paris;
- les politiques gouvernementales stables et à long terme en matière d'atténuation des changements climatiques et d'adaptation à ceux-ci, ainsi que d'approvisionnement en capacité d'énergie renouvelable;
- la disponibilité de contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties solvables;
- la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité;
- sa capacité à vendre de l'électricité en fonction du prix du marché sur ses principaux marchés;
- sa capacité à évaluer et à obtenir les sites potentiels les plus attrayants pour le développement de nouveaux projets;
- sa capacité à établir des partenariats solides et à collaborer avec les communautés autochtones et locales;
- sa capacité à prévoir convenablement le total des coûts de construction, les produits et les charges pour chaque projet;
- sa capacité à s'adapter à l'évolution rapide de la dynamique du marché;
- sa capacité à financer sa croissance, y compris à accéder à diverses sources de financement;
- sa capacité à fournir de l'électricité grâce à la préparation croissante du marché et à la rentabilité des technologies d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie.

Principaux marchés géographiques

Au **Canada**, les perspectives de croissance de la production d'énergie renouvelable découlent des engagements à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), de la tarification nationale de la pollution par le carbone, des préoccupations du public relativement à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles, à la qualité de l'air et aux GES, ainsi que des améliorations de la technologie liée aux énergies renouvelables et de l'abordabilité. La production d'énergie renouvelable au Canada est également soutenue par des achats provinciaux qui donnent lieu à des contrats d'achat à prix fixe à long terme avec des sociétés d'État, par des mesures incitatives comme l'amortissement accéléré, par les crédits d'impôt à l'investissement et par des engagements législatifs en matière de production d'énergie renouvelable. Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030 et à atteindre la carboneutralité à l'échelle de l'économie d'ici 2050. Les engagements précis dans le secteur de l'électricité comprennent l'élimination graduelle de la production d'électricité par le charbon d'ici 2030 et la carboneutralité du réseau électrique d'ici 2035. Le réseau électrique du Canada est actuellement non-émetteur à 84 %. À l'échelle nationale, la principale source d'énergie est l'hydroélectricité, qui représente environ 60 % de la production d'électricité annuelle. L'énergie éolienne et l'énergie solaire ont répondu à environ 6,9 % de la demande d'électricité du Canada en 2021 et continuent de représenter la plus grande part de la nouvelle production d'électricité annuelle. Selon les prévisions, l'élimination progressive de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles et la progression de l'électrification dans l'ensemble de l'économie entraîneront une augmentation importante de la demande d'énergie renouvelable, de nombreux rapports estimant que le Canada aura besoin de deux à trois fois sa capacité actuelle de production d'électricité non émettrice d'ici 2050.

Aux **États-Unis**, la Federal Energy Regulatory Commission réglemente le transport de l'électricité et la vente en gros d'électricité dans le cadre du commerce interétatique. L'électricité est vendue aux termes de différents types de contrats, notamment des CAÉ à long terme, des couvertures énergétiques et des contrats commerciaux et de détail. Le coût favorable de la production d'énergie renouvelable combiné aux engagements prescrits par la loi au niveau fédéral et des États en faveur de la réduction des émissions de GES et de la production d'énergie renouvelable devraient continuer de stimuler la demande de nouvelle capacité de production d'énergie renouvelable. La promulgation en 2022 de la loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act* ou « IRA ») a permis de consacrer près de 400 milliards de dollars de fonds fédéraux à l'énergie propre sous forme de crédits d'impôt destinés à favoriser les investissements privés dans l'énergie propre. L'IRA, conjuguée aux besoins élevés des États en matière d'énergie renouvelable, est à l'origine d'une demande sans précédent pour l'énergie renouvelable supplémentaire, qui pourrait atteindre 750 GW d'ici 2030 (contre une puissance installée cumulative déployée de 240 GW en 2022). Le gouvernement américain vise à réduire les émissions de GES de 50 % à 52 % à l'échelle de l'économie par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030 et à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Il s'est fixé comme objectif d'atteindre une production d'électricité totalement non émettrice d'ici 2035. Les États demeurent actifs dans l'adoption et le renforcement des normes en matière d'offre d'énergie renouvelable (*renewable portfolio standards* ou RPS), des politiques qui obligent les fournisseurs d'électricité à obtenir une certaine quantité de leur électricité à partir de technologies admissibles. À ce jour, plus de 30 États américains ont instauré sous une forme ou une autre des normes ou des objectifs en matière d'énergie renouvelable, et 23 États, auxquels s'ajoute le district de Columbia, cherchent à s'approvisionner à 100 % en électricité

d'origine renouvelable d'ici 2050. La quote-part de l'énergie renouvelable dans la production d'électricité devrait plus que doubler pour atteindre 44 % d'ici 2050 et donc détrôner le méthane comme première source d'énergie.

En France, le réseau électrique est largement déréglementé en ce qui concerne la production, les services auxiliaires et la fourniture d'électricité. Toutefois, il s'agit toujours d'un monopole quant à la distribution et au transport. Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) et le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité (ENEDIS), tous deux filiales d'Électricité de France, sont responsables de la gestion des infrastructures de distribution et de transport et ont le devoir de fournir une interconnexion aux projets d'énergie renouvelable à des conditions normalisées. Le contexte énergétique demeure donc très favorable aux producteurs d'énergie renouvelable. Le gouvernement semble déterminé à maintenir le programme actuel d'appels d'offres visant à encourager la production d'électricité supplémentaire par l'entremise d'un mécanisme de contrats pour la différence. Néanmoins, les producteurs d'énergie renouvelable ont toujours la possibilité de vendre de l'électricité aux consommateurs par le biais d'un contrat direct (CAÉ d'entreprise). Malgré une forte volonté politique, l'acceptabilité sociale demeure le principal obstacle au développement de l'énergie renouvelable en France, comme en témoigne notamment le nombre de plaintes déposées contre des projets éoliens. La durée de développement reste très longue pour l'énergie éolienne terrestre (7 à 8 ans en moyenne) et l'énergie solaire (4 à 5 ans en moyenne). La Société s'attend à ce que le nouveau décret précisant les conditions d'utilisation des terres agricoles pour des projets solaires aide à résoudre ce problème, du moins pour les projets solaires photovoltaïques. Sur le plan fiscal, la France a réduit sa contribution spéciale sur les bénéfices exceptionnels à 50 % de tous les produits générés lorsque le prix de l'énergie vendue est supérieur à 105 €/MWh pour 2024 (contre 90 % pour un prix de l'énergie vendue supérieur à 100 €/MWh en 2023).

L'énergie renouvelable continue de se développer au Chili. En décembre 2023, 71 installations d'énergie renouvelable étaient en construction, représentant une puissance de 5 631 MW. En 2023, la production d'électricité provenant de sources renouvelables non conventionnelles a atteint 37 % de la production totale, bien au-dessus de l'objectif de la législation de 2013 qui obligeait à ce que 20 % de l'électricité produite au Chili provienne de sources renouvelables d'ici 2025. Le secteur minier, lequel consomme un tiers de la production globale d'électricité au Chili, est le secteur qui consomme la majeure partie des nouvelles énergies renouvelables. Depuis 2014, le prix de la construction de projets d'énergie solaire a chuté de plus de 60 %, incitant le secteur minier et d'autres secteurs à investir dans l'énergie renouvelable afin de réduire leurs dépenses de consommation d'électricité. Le Chili a pris des engagements prescrits par la loi en faveur de l'énergie renouvelable pour faire passer la part de la production d'énergie renouvelable à 80 % d'ici 2030 et à 100 % d'ici 2050. L'objectif du Chili aux termes de l'Accord de Paris est de plafonner les émissions annuelles de GES d'ici 2025 et de les réduire à 95 mégatonnes d'ici 2030. Le plan de mise hors service ou de reconversion des centrales alimentées au charbon, qui vise à éliminer les centrales alimentées au charbon restantes (qui produisent encore 19 % de l'électricité au Chili) d'ici 2040, a été l'une des mesures les plus concrètes à ce jour. Le coordonnateur électrique national agit en tant qu'opérateur de réseau indépendant pour le système électrique national au Chili. Il est chargé de coordonner la production d'électricité dans l'ensemble du réseau afin d'assurer l'efficacité opérationnelle et la rentabilité, tandis que les coûts de transport et de distribution sont réglementés par la loi. Il préserve également la sécurité du service électrique et doit garantir un accès libre au réseau de transport conformément à la loi.

Changements climatiques à l'échelle mondiale

Les changements climatiques, qui augmentent la probabilité, la fréquence et la gravité des conditions météorologiques défavorables, comme les orages violents, les sécheresses et le stress hydrique, les canicules, les feux de forêt, la hausse des températures et les changements de modèles de précipitations, présentent à la fois des risques et des opportunités pour la Société. Les changements climatiques sont susceptibles de perturber les conditions météorologiques existantes d'une manière difficilement prévisible, ce qui pourrait entraîner des perturbations plus fréquentes et importantes des installations de production de la Société et dans les marchés de l'énergie où elle exerce ses activités. En outre, la demande d'énergie varie généralement en fonction des conditions météorologiques.

Les installations et les projets de la Société sont exposés à divers dangers qui devraient s'accroître dans le futur selon divers scénarios climatiques. La Société gère attentivement les risques physiques, y compris la préparation et la réaction aux conditions météorologiques exceptionnelles au moyen d'activités telles que la sélection proactive du tracé, le renforcement des actifs, l'entretien régulier et l'assurance. La Société suit les codes d'ingénierie réglementés, évalue les façons d'améliorer la fiabilité et la résilience du système et, le cas échéant, soumet des demandes réglementaires pour des dépenses d'investissement visant à créer une plus grande fiabilité et résilience du système. Lors de la planification d'un investissement en capital ou de l'acquisition d'actifs, la Société tient compte du climat et des conditions météorologiques propres du site, tels que la cartographie des plaines inondables et l'historique des phénomènes météorologiques extrêmes. Les activités de prévention comprennent des plans de gestion des feux de forêt et de la végétation au niveau du transport de l'électricité et des sites de distribution. La Société applique des mesures d'intervention d'urgence approfondies en cas d'événements météorologiques extrêmes. Malgré toutes les mesures mises en place pour se préparer et répondre aux événements météorologiques extrêmes, rien ne garantit que les produits et la rentabilité de la Société ne seront pas touchés.

En 2022, la Société a publié son premier rapport d'évaluation sur le climat conforme aux principes du Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques (le « GIFCC »), une étape importante de son engagement envers le développement durable et essentielle pour repérer et gérer les risques et les occasions que les changements climatiques représentent pour Innergex.

À travers des consultations avec différents niveaux de la Société, notamment le conseil d'administration, les membres de la haute direction et des experts de chacun des territoires dans lesquels la Société exerce ses activités, l'équipe a acquis une compréhension de la résilience de l'entreprise selon différents scénarios climatiques potentiels en effectuant des évaluations, installation par installation, de leurs éventuelles conséquences physiques et de transition. Ce travail a consisté principalement en une évaluation approfondie de l'entreprise au moyen d'une analyse de scénarios climatiques qui a servi à façonner la stratégie et les processus de planification financière de la Société et à évaluer la résilience de ses stratégies par rapport à divers scénarios climatiques. Le rapport est accessible sur le site durabilite.innergex.com.

Caractère saisonnier des activités

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

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

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

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 21 février 2024. 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

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. Ainsi, les pressions exercées par l'inflation sur les charges d'exploitation, frais généraux et frais d'administration 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 31 décembre 2023, compte non tenu du financement de la construction du projet éolien Boswell Springs, qui fait l'objet d'un swap de taux d'intérêt différé, environ 3,3 % 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 12,8 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 31 décembre 2023		Période de trois mois close le 31 décembre 2022		Période de trois mois Variation de la production en %	Exercice clos le 31 décembre 2023		Exercice clos le 31 décembre 2022		Période de douze mois Variation de la production en %
		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT	
HYDRO-ÉLECTRIQUE	Québec	174 378	96 %	181 379	100 %	(4) %	732 107	105 %	716 024	102 %	2 %
	Ontario	16 825	79 %	17 159	81 %	(2) %	68 660	92 %	68 799	92 %	— %
	Colombie-Britannique	405 409	109 %	167 871	45 %	142 %	1 838 825	84 %	1 767 031	80 %	4 %
	États-Unis	100 928	110 %	68 514	75 %	47 %	431 205	114 %	332 113	88 %	30 %
	Chili	156 023	99 %	144 528	92 %	8 %	489 057	100 %	447 085	91 %	9 %
	Total partiel	853 563	104 %	579 451	70 %	47 %	3 559 854	93 %	3 331 052	87 %	7 %
ÉOLIEN	Québec	613 819	93 %	623 375	94 %	(2) %	2 000 953	87 %	2 284 974	99 %	(12) %
	France	268 059	127 %	207 039	95 %	29 %	772 334	112 %	659 974	88 %	17 %
	États-Unis	545 508	86 %	557 028	89 %	(2) %	2 239 051	91 %	2 270 446	93 %	(1) %
	Chili ³	180 140	75 %	142 758	56 %	26 %	770 101	81 %	419 996	72 %	83 %
		Total partiel	1 607 526	92 %	1 530 200	87 %	5 %	5 782 439	90 %	5 635 390	92 %
SOLAIRE	Ontario ⁴	20 455	139 %	6 757	123 %	203 %	111 804	103 %	39 080	108 %	186 %
	États-Unis	158 843	80 %	164 757	83 %	(4) %	931 339	82 %	980 356	86 %	(5) %
	Chili ²	62 898	59 %	75 874	70 %	(17) %	236 042	68 %	268 127	79 %	(12) %
	Total partiel	242 196	76 %	247 388	79 %	(2) %	1 279 185	81 %	1 287 563	85 %	(1) %
PRODUCTION TOTALE¹		2 703 285	94 %	2 357 039	81 %	15 %	10 621 478	90 %	10 254 005	90 %	4 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		105 592	116 %	91 590	105 %	15 %	539 102	98 %	538 059	100 %	— %
PRODUCTION PROPORTIONNELLE¹		2 808 877	94 %	2 448 629	82 %	15 %	11 160 580	90 %	10 792 064	90 %	3 %

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

3. L'acquisition d'Aela a été conclue le 9 juin 2022.

4. L'acquisition de Sault Ste. Marie a été conclue le 9 mars 2023.

La **production** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023 s'est établie à 94 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne dans les parcs du Québec, des États-Unis et du Chili ainsi que 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 en France et par les débits d'eau plus élevés des centrales hydroélectriques aux États-Unis et en Colombie-Britannique. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 116 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 94 % de la PMLT.

La **production** pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à 90 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par les débits d'eau faibles en Colombie-Britannique, par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et aux États-Unis, par des régimes éoliens plus faibles et la réduction économique aux installations 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 du Québec, des centrales hydroélectriques Curtis Palmer aux États-Unis et des parcs éoliens en France. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 98 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 90 % de la PMLT.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de mise en service

Le 30 octobre 2023, Innergex a commencé à fournir de l'hydroélectricité aux résidents du village d'Inukjuak. La construction de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Innavik dans la communauté d'Inukjuak au Nunavik est maintenant terminée et la conversion des résidences est en cours de finalisation. Cette centrale permettra de réduire la dépendance au diesel pour la quasi-totalité des besoins énergétiques d'Inukjuak, dans le Grand Nord du Québec. Le projet découle de la volonté de la communauté de réduire les émissions de gaz à effet de serre et devrait avoir d'importantes retombées sociales et économiques pour les 1 800 habitants d'Inukjuak, la deuxième communauté la plus peuplée du Nunavik.

Le 30 octobre 2023, Innergex a procédé à la mise en service de son projet de stockage par batteries Salvador de 50 MW/250 MWh (5 heures). L'installation, qui est située sur le site du parc solaire Salvador existant d'Innergex, dans le nord du Chili, a commencé ses activités d'exploitation et injecte de l'énergie dans le réseau. L'installation de stockage par batteries Salvador est le premier site de stockage par batteries à grande échelle d'Innergex et l'un des premiers à avoir été installé au Chili.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de construction

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

Nom (emplacement)	Type	Participation (%)	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Date prévue de mise en service
Stockage d'énergie par batteries San Andrés (Chili)	Stockage	100	Note 4	—	—	2024
Lazenay (France)	Éolien	25	9,0	27,8	—	2024
Hale Kuawehi (Hawaii, É.-U.)	Solaire et stockage	100	30,0 ²	87,4 ³	25	2024
Boswell Springs (Wyoming, É.-U.)	Éolien	100	329,8	1 262,0	30	2024

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.
2. Projet solaire disposant d'une capacité de stockage par batteries de 30 MW/120 MWh (4 heures).
3. Le CAÉ représente un paiement de capacité forfaitaire fixe au titre de la disponibilité de l'énergie répartissable.
4. Capacité de stockage par batteries de 35 MW/175 MWh (5 heures).

Le statut des projets suivants a été mis à jour :

Stockage d'énergie par batteries San Andrés

- L'interconnexion est achevée.
- La demande de permis est en cours auprès du coordonnateur électrique national.
- La mise en service commerciale du projet est prévue pour le premier trimestre de 2024.

Lazenay

- La construction se déroule bien malgré des conditions météorologiques défavorables au quatrième trimestre de 2023.
- Les fondations des trois éoliennes ont été coulées et le remblayage est terminé.
- Les travaux de câblage souterrain prendront fin au premier trimestre de 2024.
- La livraison des éoliennes est prévue au deuxième trimestre de 2024.
- La mise en service commerciale du projet est prévue au quatrième trimestre de 2024.

Hale Kuawehi

- Les livraisons des principales composantes sont en cours.
- La mise en service commerciale du projet est prévue au quatrième trimestre de 2024.

Boswell Springs

- Les activités de construction respectent le calendrier, et le site est fermé pour la saison hivernale.
- Une demande d'exploitation limitée a été envoyée pour permettre de devancer la mise en service.
- Le calendrier de livraison des principales composantes a été légèrement accéléré avec les fournisseurs.
- 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 457,1 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
Palomino (Ohio, É.-U.)	Solaire	200,0	—	2025
Auxy Bois Régnier (France)	Éolien	29,4	20	2025
Montjean 2 (France)	Éolien	13,5	20	2028
Frontera (Chili)	Hydroélectrique	109,0	— 1	2028
Rucacura (Chili)	Hydroélectrique	3,0	— 1	2025

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

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

Mesgi'g Ugju's'n 2 (« MU2 ») :

- L'entente d'interconnexion a été signée au cours du premier trimestre de 2024.
- Un avis d'admissibilité a été obtenu à la suite de l'étude d'impact environnemental réalisé et de la séance d'information publique tenue au quatrième trimestre de 2023.
- Une décision est prévue au premier trimestre de 2024 concernant le protocole d'entente et l'entente d'avant-projet avec Hydro-Québec Transport.
- Le contrat de participation anticipée de l'entrepreneur est en cours.
- Le projet devrait bénéficier du programme de CII du gouvernement fédéral, qui n'est pas encore finalisé.

Palomino :

- Des discussions commerciales sont en cours avec divers preneurs intéressés.
- Palomino a reçu de PJM la confirmation de son admissibilité à la procédure accélérée d'interconnexion au quatrième trimestre de 2023.
- Une entente d'utilisation du réseau routier a été obtenue de l'ingénieur du comté de Highland.

Auxy Bois Régnier :

- Une décision favorable a été rendue par le tribunal au premier trimestre de 2024 et l'interconnexion est prévue pour le premier trimestre de 2025.
- Les études géotechniques sont terminées, et nous attendons la réception des rapports d'étude.

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 processus d'octroi de permis pour le point de connexion de la ligne de transport est en cours. Des négociations sont en cours avec le propriétaire de la sous-station d'électricité.
- Les documents nécessaires à l'obtention des permis de construction auprès de l'administration locale sont en cours de préparation.

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

	Stade préliminaire		Stade intermédiaire		Stade avancé		Puissance totale ¹ (en MW)	Nombre total de projets
	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets		
CANADA								
Hydroélectrique	497	15	—	—	—	—	497	15
Solaire	480	6	—	—	—	—	480	6
Éolien	3 071	13	2 750	8	400	2	6 221	23
Stockage	100	1	—	—	—	—	100	1
Total partiel	4 148	35	2 750	8	400	2	7 298	45
ÉTATS-UNIS								
Solaire	364	4	300	1	685	4	1 349	9
Éolien	—	—	400	1	—	—	400	1
Hydrogène vert ²	5	1	—	—	—	—	5	1
Total partiel	369	5	700	2	685	4	1 754	11
FRANCE								
Solaire	57	3	42	3	86	1	185	7
Éolien	66	3	114	5	163	9	343	17
Stockage	19	1	—	—	—	—	19	1
Total partiel	142	7	156	8	249	10	547	25
CHILI								
Hydroélectrique	—	—	—	—	154	1	154	1
Solaire	32	1	—	—	—	—	32	1
Éolien	236	1	—	—	—	—	236	1
Stockage	—	—	—	—	50	1	50	1
Total partiel	268	2	—	—	204	2	472	4
Total	4 927	49	3 606	18	1 538	18	10 071	85
Variation par rapport au troisième trimestre de 2023	+74	+3	-371	-1	+429	+2	+132	+4
Variation par rapport au quatrième trimestre de 2022	+527	(1)	+398	+4	+445	+3	+1 370	+6

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 troisième trimestre de 2023, deux projets au Canada ont progressé au stade avancé. Aux États-Unis, un projet d'une puissance de 15 MW a été ajouté. En France, cinq nouveaux projets ont été ajoutés, pour une augmentation nette de 105 MW. Au Chili, une puissance nette de 12 MW a été ajoutée. Au total, de nouveaux projets potentiels d'une puissance nette de 132 MW ont été ajoutés au cours du trimestre.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre			
	2023	2022	Variation		2023	2022	Variation	
Produits	243 523	203 636	39 887	20 %	969 890	870 494	99 396	11 %
Crédits d'impôt sur la production	18 003	16 576	1 427	9 %	71 684	64 729	6 955	11 %
Produits et crédits d'impôt sur la production	261 526	220 212	41 314	19 %	1 041 574	935 223	106 351	11 %
Charges d'exploitation	63 653	62 591	1 062	2 %	232 795	207 768	25 027	12 %
Frais généraux et administratifs	14 941	13 568	1 373	10 %	69 242	53 071	16 171	30 %
Charges liées aux projets potentiels	9 084	7 118	1 966	28 %	27 162	24 740	2 422	10 %
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 558	1 815	1 743	96 %	12 651	2 357	10 294	437 %
Amortissements	87 927	93 756	(5 829)	(6)%	361 292	336 053	25 239	8 %
Dépréciation d'actifs non courants	118 857	47 868	70 989	148 %	118 857	47 868	70 989	148 %
Résultat d'exploitation	(36 494)	(6 504)	(29 990)	(461)%	219 575	263 366	(43 791)	(17) %
Charges financières	88 420	83 864	4 556	5 %	348 386	317 842	30 544	10 %
Autres charges (produits), montant net	26 170	(8 475)	34 645	409 %	27 031	(6 547)	33 578	513 %
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées ¹	(4 004)	286	(4 290)	(1 500)%	(16 791)	(14 382)	(2 409)	(17) %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	6 973	(16 622)	23 595	142 %	13 676	64 145	(50 469)	(79) %
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(32 089)	(12 982)	(19 107)	(147)%	(46 913)	(6 577)	(40 336)	(613) %
Perte nette	(121 964)	(52 575)	(69 389)	(132)%	(105 814)	(91 115)	(14 699)	(16) %
Perte nette attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	(113 939)	(45 301)	(68 638)	(152)%	(98 451)	(81 619)	(16 832)	(21) %
Participations ne donnant pas le contrôle	(8 025)	(7 274)	(751)	(10)%	(7 363)	(9 496)	2 133	22 %
	(121 964)	(52 575)	(69 389)	(132)%	(105 814)	(91 115)	(14 699)	(16) %
Perte nette par action attribuable aux propriétaires, de base (\$)	(0,57)	(0,23)			(0,51)	(0,43)		
Perte nette par action attribuable aux propriétaires, diluée (\$)	(0,57)	(0,23)			(0,51)	(0,43)		

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 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Production (MWh)	853 563	579 451	47 %	3 559 854	3 331 052	7 %
PMLT (MWh)	824 442	824 540	— %	3 837 919	3 838 290	— %
PMLT (%)	104 %	70 %	47 %	93 %	87 %	7 %
Produits	88 679	61 082	45 %	358 210	336 645	6 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	21 567	19 513	11 %	82 097	86 135	(5) %
BAlIA ajusté ¹	67 112	41 569	61 %	276 113	250 510	10 %
PROPORTIONNEL¹						
Production proportionnelle (MWh)	918 172	631 091	45 %	3 982 006	3 743 198	6 %
PMLT proportionnelle (%)	104 %	72 %	45 %	93 %	88 %	6 %
Produits proportionnels	97 805	67 262	45 %	403 517	380 973	6 %
BAlIA ajusté proportionnel	73 735	45 613	62 %	311 715	285 064	9 %

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 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, l'augmentation de 45 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par la hausse de la production des centrales de la Colombie-Britannique et de Curtis Palmer. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des prix au comptant des centrales au Chili. L'augmentation de 11 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique essentiellement par la hausse des coûts d'entretien de certaines centrales du Québec. Par conséquent, le BAlIA ajusté¹ a augmenté de 61 % pour s'établir à 67,1 M\$.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, l'augmentation de 45 % des produits proportionnels¹ du secteur de la production hydroélectrique est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés et des produits des coentreprises et des entreprises associées, qui découle du fait que la centrale Innavik fournit maintenant de l'électricité au village d'Inukjuak et de la hausse 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 BAlIA ajusté proportionnel¹ a augmenté de 62 % pour s'établir à 73,7 M\$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, l'augmentation de 6 % 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 des centrales Duquenco. L'augmentation a été compensée en partie par la baisse des prix au comptant des centrales au Chili. La diminution de 5 % 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 et du Chili. Par conséquent, le BAlIA ajusté¹ a progressé de 10 % pour s'établir à 276,1 M\$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, l'augmentation de 6 % des produits proportionnels¹ du secteur de la production hydroélectrique est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés et des produits des coentreprises et des entreprises associées, qui découle du fait que la centrale Innavik fournit maintenant de l'électricité au village d'Inukjuak et de l'accroissement de la production des centrales de la 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 BAlIA ajusté proportionnel¹ a augmenté de 9 % pour s'établir à 311,7 M\$.

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

Secteur de la production éolienne	Périodes de trois mois closes les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Production (MWh)	1 607 526	1 530 200	5 %	5 782 439	5 635 390	3 %
PMLT (MWh)	1 745 617	1 761 962	(1) %	6 422 505	6 094 820	5 %
PMLT (%)	92 %	87 %	5 %	90 %	92 %	(2) %
Produits et crédits d'impôt sur la production	153 456	143 600	7 %	536 238	485 258	11 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	35 542	39 113	(9) %	131 520	103 042	28 %
BAIIA ajusté ¹	117 914	104 487	13 %	404 718	382 216	6 %
PROPORTIONNEL¹						
Production proportionnelle (MWh)	1 648 509	1 570 150	5 %	5 899 389	5 761 303	2 %
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels	159 029	148 784	7 %	552 012	501 465	10 %
PMLT proportionnelle (%)	93 %	87 %	6 %	90 %	93 %	(3) %
BAIIA ajusté proportionnel	122 317	108 466	13 %	416 634	394 380	6 %

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la section 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, les produits et crédits d'impôt sur la production du secteur de la production éolienne ont augmenté de 7 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'accroissement de la production des parcs éoliens en France et les prix favorables au parc Foard City et aux parcs éoliens du Chili. Cette hausse a été compensée en partie par la baisse de la production des parcs éoliens des États-Unis et du Québec et par la baisse des prix du marché au parc éolien Griffin Trail. La diminution de 9 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique essentiellement par le plus faible nombre de réparations majeures au Québec. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 13 % pour s'établir à 117,9 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, l'augmentation de 7 % des produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels¹ est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés, laquelle a été légèrement favorisée par les 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 proportionnel¹ a augmenté de 13 % pour s'établir à 122,3 M\$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les produits et crédits d'impôt sur la production du secteur de la production éolienne ont augmenté de 11 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'acquisition d'Aela le 9 juin 2022, les régimes éoliens supérieurs 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 du marché au parc éolien Griffin Trail. L'augmentation de 28 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique essentiellement par les charges plus élevées en raison de l'incidence de la loi de finances rectificative de 2022 en France, de l'augmentation des coûts d'entretien des parcs du Québec, de l'acquisition d'Aela et de la hausse des charges d'exploitation aux États-Unis. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 6 % pour s'établir à 404,7 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, l'augmentation de 10 % des produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels¹ est attribuable essentiellement à la hausse des produits consolidés, laquelle a été légèrement compensée par les produits des coentreprises et des entreprises associées, qui ont diminué par rapport à ceux de la même période de l'an dernier du fait de la baisse 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 proportionnel¹ a augmenté de 6 % pour s'établir à 416,6 M\$.

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

Secteur de la production solaire	Périodes de trois mois closes les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2023	2022	Variation	2023	2022	Variation
Production (MWh)	242 196	247 388	(2) %	1 279 185	1 287 563	(1) %
PMLT (MWh)	319 871	313 117	2 %	1 587 757	1 518 991	5 %
PMLT (%)	76 %	79 %	(3) %	81 %	85 %	(4) %
Produits	19 391	15 530	25 %	147 126	113 320	30 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	9 111	6 747	35 %	27 496	24 299	13 %
(Profit réalisé) perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(1 573)	1 559	(201) %	24 632	37 479	(34) %
BAIIA ajusté ¹	11 853	7 224	64 %	94 998	51 542	84 %

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 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 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 et par la hausse des prix de vente au Chili attribuable à l'installation de stockage d'énergie par batteries Salvador, ce qui a compensé la diminution de la production. L'augmentation de 35 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable surtout à l'accroissement des charges découlant de l'acquisition de Sault Ste. Marie et à la hausse des frais liés aux droits de transport au Chili. L'augmentation du profit réalisé sur les couvertures du prix de l'électricité est surtout attribuable à la baisse des prix du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 64 % pour s'établir à 11,9 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les produits du secteur de la production solaire ont augmenté de 30 % 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 et la hausse des prix de vente aux parcs solaires Phoebe et Hillcrest. L'augmentation de 13 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable surtout à l'acquisition de Sault Ste. Marie le 9 mars 2023 et à l'augmentation des coûts d'entretien du parc solaire Phoebe. La diminution de la perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité est surtout attribuable à la baisse des prix du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 84 % pour s'établir à 95,0 M\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

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

Perte nette de 122,0 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,57 \$ par action) pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, comparativement à une perte nette de 52,6 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,23 \$ par action) pour la période correspondante de 2022.

L'augmentation de 69,4 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- une augmentation de 71,0 M\$ de la dépréciation d'actifs non courants se rapportant aux charges de dépréciation comptabilisées pour les installations Hale Kuawehi et Hillcrest, comparativement aux charges de dépréciation comptabilisées pour les installations à Hawaï pendant la période comparative.
- une augmentation de 34,6 M\$ du montant net des autres charges, attribuable principalement à une variation défavorable de la juste valeur de la contrepartie éventuelle incluse dans le prix d'achat de Curtis Palmer;
- une variation défavorable de 23,6 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la variation défavorable des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe.
-

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 19,1 M\$ du recouvrement d'impôt, en raison essentiellement d'une hausse de la perte nette et d'une variation favorable des actifs d'impôt différé non comptabilisés au Chili, ce qui a été contrebalancé en partie par une variation défavorable des actifs d'impôt différé non comptabilisés aux États-Unis et un ajustement comptabilisé au cours de l'exercice considéré relativement à l'impôt différé d'exercices antérieurs aux États-Unis;
- une diminution de 5,8 M\$ des amortissements, attribuable principalement à la révision des estimations de la durée d'utilité des parcs éoliens et solaires.

Perte nette de 105,8 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,51 \$ par action) pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comparativement à une perte nette de 91,1 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,43 \$ par action) pour la période correspondante de 2022.

L'augmentation de 14,7 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- une augmentation de 71,0 M\$ de la dépréciation d'actifs non courants se rapportant aux charges de dépréciation comptabilisées pour les installations Hale Kuawehi et Hillcrest, comparativement aux charges de dépréciation comptabilisées pour les installations à Hawaï au cours de l'exercice précédent;
- une hausse de 33,6 M\$ du montant net des autres charges, attribuable principalement à une variation défavorable de la juste valeur de la contrepartie éventuelle incluse dans le prix d'achat de Curtis Palmer;
- une augmentation de 30,5 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, compensée en partie par une baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro;
- une augmentation de 25,2 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie, partiellement compensée par la révision des estimations de la durée d'utilité des parcs éoliens et solaires;
- une augmentation des frais généraux et administratifs, du fait surtout 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.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une variation favorable de 50,5 M\$ de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à la variation favorable des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, contrebalancée en partie par la variation défavorable des courbes des taux de change à terme;
- une augmentation de 40,3 M\$ du recouvrement d'impôt, en raison essentiellement de l'augmentation de la perte nette et d'une variation favorable des actifs d'impôt différé non comptabilisés, ce qui a été contrebalancé en partie par les ajustements comptabilisés au cours de l'exercice considéré relativement à l'impôt différé d'exercices antérieurs aux États-Unis.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION |

Perte nette ajustée

La perte nette ajustée¹ est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. La perte nette ajustée¹ 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 à la « perte nette ajustée¹ » 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 d'impôt nette liée (recouvrement d'impôt net lié) 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 ajustée¹ (se reporter à la section 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS » pour obtenir un rapprochement avec le compte consolidé de résultat) :

	Périodes de trois mois closes les		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Produits et crédits d'impôt sur la production	261 526	220 212	1 041 574	935 223
Charges :				
Charges d'exploitation	63 653	62 591	232 795	207 768
Frais généraux et administratifs	14 941	13 568	69 242	53 071
Charges liées aux projets potentiels	9 084	7 118	27 162	24 740
Amortissements	87 927	93 756	361 292	336 053
Bénéfice avant les éléments suivants :	85 921	43 179	351 083	313 591
Charges financières	88 420	83 864	348 386	317 842
Autres charges (produits), montant net	26 241	(8 475)	27 480	(3 333)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(3 260)	500	(15 581)	(12 501)
(Profit réalisé) perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(1 573)	1 559	24 632	37 479
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(16 741)	(6 800)	(31 782)	6 607
Perte nette ajustée¹	(7 166)	(27 469)	(2 052)	(32 503)

1. La perte nette ajustée 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 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS » pour plus d'information.

Perte nette ajustée¹ de 7,2 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, comparativement à une perte nette ajustée¹ de 27,5 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, la diminution de 20,3 M\$ de la perte nette ajustée¹ s'explique principalement par :

- une augmentation de 9,9 M\$ du recouvrement d'impôt, en raison essentiellement d'une variation favorable des actifs d'impôt différé non comptabilisés au Chili, ce qui a été contrebalancé en partie par une variation défavorable des actifs d'impôt différé non comptabilisés aux États-Unis et par un ajustement comptabilisé au cours de l'exercice considéré relativement à l'impôt différé d'exercices antérieurs aux États-Unis;
- une diminution de 5,8 M\$ des amortissements, attribuable principalement à la révision des estimations de la durée d'utilité des parcs éoliens et solaires.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une hausse de 34,7 M\$ du montant net des autres charges, attribuable principalement à une variation défavorable de la juste valeur de la contrepartie éventuelle incluse dans le prix d'achat de Curtis Palmer.

Perte nette ajustée¹ de 2,1 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comparativement à une perte nette ajustée¹ de 32,5 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, la diminution de 30,4 M\$ de la perte nette ajustée¹ s'explique principalement par :

- une augmentation de 38,4 M\$ du recouvrement d'impôt, attribuable essentiellement à une variation favorable nette des actifs d'impôt différé non comptabilisés, contrebalancée en partie par les ajustements comptabilisés au cours de l'exercice considéré relativement à l'impôt différé d'exercices antérieurs;
- une baisse de 12,8 M\$ de la perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité attribuable à la variation favorable de la courbe de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe en 2023.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une hausse de 30,8 M\$ du montant net des autres charges, attribuable principalement à une variation défavorable de la juste valeur de la contrepartie éventuelle incluse dans le prix d'achat de Curtis Palmer;
- une augmentation de 30,5 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, ce qui a été compensé en partie par une baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro;
- une augmentation de 25,2 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie, partiellement compensée par la révision des estimations de la durée d'utilité des parcs éoliens et solaires;
- une augmentation des frais généraux et administratifs, du fait surtout 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 ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Participations ne donnant pas le contrôle

Attribution d'une perte de 8,0 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, comparativement à l'attribution d'une perte de 7,3 M\$ pour la période correspondante de 2022.

L'augmentation de 0,8 M\$ de la perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'explique essentiellement par :

- une répartition plus élevée des pertes aux participations ne donnant pas le contrôle des centrales Curtis Palmer, attribuable surtout à une variation défavorable de la juste valeur de la contrepartie éventuelle incluse dans le prix d'achat de Curtis Palmer au quatrième trimestre de 2023;
- l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex Europe et de Mountain Air au quatrième trimestre de 2022.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- une répartition moins élevée des pertes aux participations ne donnant pas le contrôle de Harrison Hydro et de Kwoiek Creek, du fait surtout de la production plus élevée de ces centrales;
- le bénéfice attribué à la participation ne donnant pas le contrôle d'Innergex France à la suite de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle de 30 % au quatrième trimestre de 2023.

Attribution d'une perte de 7,4 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comparativement à l'attribution d'une perte de 9,5 M\$ pour la période correspondante de 2022.

La diminution de 2,1 M\$ de la perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'explique essentiellement par :

- 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;
- le bénéfice attribué à la participation ne donnant pas le contrôle d'Innergex France à la suite de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle de 30 % au quatrième trimestre de 2023.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- une baisse des produits attribuable surtout à la diminution de la production du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n;
- une répartition plus élevée de la perte aux participations ne donnant pas le contrôle des centrales Curtis Palmer, attribuable surtout à une variation défavorable de la juste valeur de la contrepartie éventuelle incluse dans le prix d'achat de Curtis Palmer au quatrième trimestre, ce qui a été compensé en partie par l'augmentation de la production de ces centrales;
- l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'Innergex Europe et de Mountain Air 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	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Capitaux propres¹		
Actions ordinaires ²	1 877 713	3 306 952
Actions privilégiées ³	81 480	87 640
Participations ne donnant pas le contrôle	118 445	170 232
	2 077 638	3 564 824
Prêts et emprunts à long terme¹		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	473 725	718 232
Autres dettes de la Société	325 000	305 000
Dettes au niveau des projets	4 889 469	4 088 456
Financement par participation au partage fiscal	383 100	443 147
Débetures convertibles	285 105	282 678
Frais de financement différés	(75 252)	(78 303)
	6 281 147	5 759 210
	8 358 785	9 324 034

1. Les actions ordinaires et privilégiées sont présentées à leur juste valeur au 31 décembre 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 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 9,19 \$ (16,20 \$ en 2022).
3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation au 31 décembre 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 12,20 \$ et 20,00 \$, 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 et des installations de stockage d'énergie 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 verser des dividendes.

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 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, compensées en partie par l'émission d'une participation ne donnant pas le contrôle de 30 % dans le portefeuille d'Innergex en France.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme s'explique essentiellement par les prélèvements nets effectués pour la construction du projet éolien Boswell Springs, des projets de stockage d'énergie par batteries Salvador et San Andrés et du projet solaire Hale Kuawehi, et pour l'acquisition de Sault Ste. Marie, facteurs compensés en partie par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 5,26 % au 31 décembre 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 31 décembre 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 par participation au partage fiscal

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

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

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

Éléments ayant une incidence sur le coût amorti du financement par participation au 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 du financement par 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 du financement par 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 du financement par 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 par participation 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 par participation au partage fiscal.
Distributions en trésorerie	Attribution en trésorerie à l'IPF, comptabilisée en réduction du financement par 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 31 décembre 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	31 décembre 2023	31 décembre 2022
ACTIFS		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	159 244	162 971
Liquidités soumises à restrictions	40 099	54 670
Autres actifs courants	318 763	250 301
Actifs détenus en vue de la vente	—	59 217
Total des actifs courants	518 106	527 159
Actifs non courants		
Immobilisations corporelles	6 560 814	6 212 371
Immobilisations incorporelles	1 273 059	1 268 960
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	130 009	135 786
Goodwill	176 608	139 676
Autres actifs non courants	281 230	318 475
Total des actifs non courants	8 421 720	8 075 268
Total des actifs	8 939 826	8 602 427
PASSIFS		
Passifs courants		
	566 447	650 824
Passifs non courants		
Prêts et emprunts à long terme	6 032 269	5 384 813
Autres passifs non courants	1 135 782	1 080 363
Total des passifs non courants	7 168 051	6 465 176
Total des passifs	7 734 498	7 116 000
CAPITAUX PROPRES		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 086 883	1 316 195
Participations ne donnant pas le contrôle	118 445	170 232
Total des capitaux propres	1 205 328	1 486 427
	8 939 826	8 602 427

Éléments du fonds de roulement

Au 31 décembre 2023, le fonds de roulement¹ était négatif, à 48,3 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 518,1 M\$ au 31 décembre 2023, en baisse de 9,1 M\$ comparativement au 31 décembre 2022, ce qui s'explique essentiellement par 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 par une baisse de 14,6 M\$ des liquidités soumises à restrictions, attribuable surtout à la levée des restrictions de trésorerie. La diminution des actifs courants a été contrebalancée en partie par les actifs acquis dans le cadre de l'acquisition de Sault Ste. Marie, par une hausse de 53,4 M\$ des débiteurs, attribuable surtout à l'augmentation des produits découlant de l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, et par une hausse de 10,9 M\$ des charges payées d'avance et autres principalement attribuable à un paiement anticipé lié à l'approvisionnement en batteries au Chili.
- Les passifs courants s'élevaient à 566,4 M\$ au 31 décembre 2023, en baisse de 84,4 M\$ comparativement au 31 décembre 2022, en raison essentiellement d'une diminution de 124,9 M\$ de la partie courante des prêts et emprunts à long terme, qui a principalement trait au reclassement de l'emprunt à terme subordonné non garanti de 150,0 M\$ dans la partie non courante à la suite de son refinancement, ce qui a été partiellement contrebalancé 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 a été partiellement contrebalancée par une hausse de 31,7 M\$ des créditeurs, principalement en raison des retenues de garantie à payer liées aux activités de construction et du calendrier des paiements des dettes fournisseurs.
- Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence défavorable 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 31 décembre 2023, sur les 950,0 M\$ à sa disposition sur la facilité de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 473,7 M\$ à titre d'avances de fonds, et un montant de 6,1 M\$ avait été affecté à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 470,2 M\$. La Société estime que son fonds de roulement¹ 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 8 421,7 M\$ au 31 décembre 2023, en hausse de 346,5 M\$ comparativement au 31 décembre 2022. L'augmentation est principalement attribuable aux activités de construction et de développement, qui ont contribué à une hausse des immobilisations corporelles et des frais de développement de projets totalisant 679,5 M\$, y compris l'évaluation initiale des actifs au titre de droits d'utilisation relatifs aux baux fonciers de Boswell Springs. De plus, l'acquisition de Sault Ste. Marie représente un ajout total de 197,7 M\$ aux immobilisations corporelles et incorporelles, et une hausse de 30,0 M\$ du goodwill.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par une dotation aux amortissements de 361,3 M\$, par la comptabilisation d'une charge de dépréciation au projet solaire et de stockage d'énergie par batteries Hale Kuawehi situé à Hawaii, par la cession des parcs solaires Kokomo et Spartan et par une diminution de 20,6 M\$ des autres actifs non courants, en raison principalement d'une diminution des réserves.

Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence défavorable 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).

¹ 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 7 168,1 M\$ au 31 décembre 2023, en hausse de 702,9 M\$ comparativement au 31 décembre 2022. L'augmentation est essentiellement attribuable à une hausse de 647,5 M\$ de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme, laquelle découle du reclassement 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 effectués pour la construction du projet éolien Boswell Springs, des projets de stockage d'énergie par batteries Salvador et San Andrés et du projet solaire Hale Kuawehi, ainsi que de l'acquisition de Sault Ste. Marie. L'augmentation des passifs non courants s'explique également par une hausse de 76,7 M\$ des autres passifs, attribuable surtout à une variation défavorable de la juste valeur de la contrepartie éventuelle incluse dans le prix d'achat de Curtis Palmer, par une augmentation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations découlant d'une baisse des taux d'intérêt depuis décembre 2022 et par l'évaluation initiale de l'obligation locative liée à Boswell Springs. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme et par la cession des parcs solaires Kokomo et Spartan.

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 31 décembre 2023, les capitaux propres ont diminué de 281,1 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2022. Cette diminution s'explique principalement par les dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées de 152,7 M\$, le total de la perte globale de 173,4 M\$ et les distributions aux participations ne donnant pas le contrôle totalisant 42,4 M\$, facteurs partiellement compensés par le produit tiré de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle dans le portefeuille d'Innergex en France.

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 4,3 M\$ au 31 décembre 2023, contre un actif net de 25,3 M\$ au 31 décembre 2022. La variation défavorable est principalement attribuable aux dérivés de couverture du taux d'intérêt, qui ont subi l'incidence défavorable de la diminution des courbes de taux d'intérêt.

Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2023, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 439,0 M\$, y compris un montant de 6,1 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 87,6 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 à la satisfaction des obligations en vertu des CAÉ pour les parcs éoliens Antoiné, Porcien et Vallottes en France.

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 Foard City, Phoebe, Hillcrest, Griffin Trail et Boswell, Innergex, directement ou par l'entremise d'Alterra Power Corp., une filiale, 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

En 2023, l'entrepreneur a inscrit des hypothèques légales d'un montant total de 61,3 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 ainsi que les intérêts qui s'y rattachent. La Société conteste de bonne foi cette réclamation et a entrepris des actions en justice pour faire retirer les hypothèques légales du titre. Au 31 décembre 2023, une provision au titre du projet a été comptabilisée pour les frais juridiques à engager dans le cadre de cette réclamation.

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*. 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 31 décembre 2023.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	80 370	93 631	297 853	430 243
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Entrées (sorties) de trésorerie liées aux activités de financement	256 955	(88 391)	333 279	133 154
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(328 898)	(63 386)	(633 709)	(571 384)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	721	4 266	(1 150)	4 692
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	9 148	(53 880)	(3 727)	(3 295)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice	150 096	216 851	162 971	166 266
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	159 244	162 971	159 244	162 971

Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 80,4 M\$, contre 93,6 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution est principalement attribuable au profit réalisé sur les instruments financiers à la suite de la monétisation des contrats de change à terme parallèlement à la clôture de l'acquisition en France en 2022 ainsi qu'à la hausse des charges financières payées attribuable surtout aux obligations vertes du Chili et au calendrier des versements d'intérêts pour certaines dettes de projet. Ces éléments ont été compensés en partie par la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, dont l'apport respectif des acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 297,9 M\$, contre 430,2 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution est principalement attribuable au profit réalisé sur les instruments financiers à la suite du règlement des deux swaps de taux d'intérêt dans le cadre du refinancement par Innergex de la dette sans recours de ses installations chiliennes en 2022, et sur les contrats de change à terme parallèlement à la clôture de l'acquisition en France en 2022. En outre, l'augmentation des charges financières payées, qui découle surtout des obligations vertes du Chili et de l'acquisition de Sault Ste. Marie, ainsi que du calendrier de versement des intérêts pour certains emprunts de sociétés et emprunts liés aux projets, ont aussi contribué à la baisse. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question précédemment, y compris l'apport respectif des acquisitions d'Aela et de Sault Ste. Marie.

Entrées (sorties) de trésorerie liées aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 257,0 M\$, par rapport à des sorties de trésorerie liées aux activités de financement de 88,4 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation découle essentiellement de l'augmentation nette de 212,5 M\$ des prêts et emprunts à long terme en 2023, surtout attribuable aux prélèvements nets effectués pour la construction du projet Boswell Springs, et de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle dans le portefeuille d'Innergex en France, par rapport à la contrepartie versée pour l'acquisition de Mountain Air en 2022. L'augmentation est en partie contrebalancée par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 333,3 M\$, par rapport à 133,2 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation découle surtout de l'augmentation nette de 443,8 M\$ des prêts et emprunts à long terme en 2023, ce qui s'explique essentiellement par les prélèvements nets effectués pour la construction du projet éolien Boswell Springs et des projets de stockage d'énergie par batteries Salvador et San Andrés, l'acquisition de Sault Ste. Marie et le projet solaire Hale Kuawehi, et par la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle dans le portefeuille d'Innergex en France, par rapport à la contrepartie versée pour l'acquisition de Mountain Air en 2022, ce qui a été partiellement compensé par les remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme ainsi que par l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'appel public à l'épargne et du placement privé concurrent avec Hydro-Québec en février 2022 pour un montant total de 202,2 M\$.

Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 328,9 M\$, par rapport à 63,4 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation s'explique principalement par les ajouts aux immobilisations corporelles effectués pour le projet éolien Boswell Springs et le projet solaire Hale Kuawehi en 2023.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 633,7 M\$, par rapport à 571,4 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation s'explique principalement 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 et pour le projet solaire Hale Kuawehi. L'augmentation a été partiellement compensée 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, et par le produit tiré de la vente des modules solaires « Safe Harbor » au cours du premier trimestre de 2023.

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

Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution ¹	Exercices clos les 31 décembre				
	2023	2022	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ⁸	2021 Normalisé ⁸
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	297 853	430 243	265 498	17 093	282 591
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>					
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	33 401	14 518	21 455	—	21 455
Charges liées aux projets potentiels	27 162	24 740	27 367	—	27 367
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite du produit de cession	(25 316)	(11 051)	(8 029)	—	(8 029)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(186 458)	(156 862)	(160 973)	—	(160 973)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ³	(38 377)	(29 271)	(25 076)	—	(25 076)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 632)	(5 632)	(5 632)	—	(5 632)
Refinancement du portefeuille au Chili - incidence de la couverture ⁵	4 578	2 578	—	—	—
<i>Ajouter (déduire) les éléments spécifiques suivants⁴ :</i>					
Perte réalisée sur les contreparties éventuelles	—	—	547	—	547
(Profit réalisé) perte réalisée sur la résiliation de swaps de taux d'intérêt ⁵	2 405	(71 735)	2 508	—	2 508
Profit réalisé sur la résiliation de contrats de change à terme ⁶	—	(43 458)	—	—	—
Capital et intérêts payés relativement à la période précédant l'acquisition	1 312	—	—	—	—
Charges liées à l'acquisition, à l'intégration et à la mise en œuvre de la solution d'ERP	15 948	17 918	4 563	—	4 563
Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	—	—	(2 546)	(1 304)	(3 850)
Profit sur la cession de participations ne donnant pas le contrôle ⁷	88 054	—	—	—	—
Flux de trésorerie disponibles^{1,8}	214 930	171 988	119 682	15 789	135 471
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	147 058	146 957	132 229	—	132 229
Ratio de distribution ^{1,8}	68 %	85 %	110 %	— %	98 %
Ratio de distribution normalisé ¹	69 % - 75 %				

1. Les flux de trésorerie disponibles, le ratio de distribution et le ratio de distribution normalisé 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 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS ».

2. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 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. Certains 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 charges liées à la mise en œuvre de la solution d'ERP, 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. Les profits réalisés sur les opérations stratégiques, qui permettent à la Société de financer sa croissance sans avoir à accroître l'effet de levier ou à diluer la participation des actionnaires, sont également ajoutés aux flux de trésorerie disponibles et au ratio de distribution.

5. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, 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.
6. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, 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.
7. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les flux de trésorerie disponibles comprennent un profit réalisé sur la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle de 30 % dans le portefeuille d'exploitation et de développement d'Innergex en France. Ce montant représente un profit sur les fonds investis dans l'exploitation et le développement, y compris les charges liées aux projets potentiels historiques, déduction faite de l'impôt exigible à payer à la suite de la transaction. Ce montant n'est donc pas comparable au profit comptabilisé dans les capitaux propres attribuables aux propriétaires de la Société.
8. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Les mesures normalisées ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Changements dans la mesure

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.

Le 26 octobre 2023, Innergex a cédé une participation ne donnant pas le contrôle de 30 % dans son portefeuille en France. Jusqu'à récemment, Innergex s'appuyait sur l'effet de levier et l'émission d'actions pour financer ses besoins en capital. La Société a modifié la présentation de ses flux de trésorerie disponibles et de son ratio de distribution afin d'inclure les profits réalisés sur les opérations stratégiques, ce qui permet à la Société de financer sa croissance sans avoir à accroître l'effet de levier ou à diluer la participation des actionnaires. Ce changement a été appliqué de façon rétrospective, sans incidence sur l'information comparative.

Ces 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. La mesure révisée facilite également la comparaison avec les pratiques actuelles du secteur.

Flux de trésorerie disponibles

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles¹ de 214,9 M\$, comparativement à 172,0 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie disponibles¹ ont augmenté de 42,9 M\$ par rapport aux flux de trésorerie disponibles¹ au cours de la période comparative, en raison principalement :

- du profit réalisé à la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle de 30 % dans le portefeuille d'Innergex en France, qui crée de la valeur pour les actionnaires d'Innergex, grâce essentiellement aux projets en développement et à certaines améliorations opérationnelles, ce qui démontre la capacité des équipes de développement et d'exploitation à créer une valeur tangible;
- de l'apport des acquisitions d'Aela 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;
- de l'accroissement de la production des centrales hydroélectriques Curtis Palmer aux États-Unis ainsi que du régime éolien supérieur et de la hausse des produits tirés des nouveaux CAÉ des parcs éoliens en France.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- 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 aux régimes éoliens plus faibles des parcs éoliens du Québec, à la baisse des prix au comptant des centrales hydroélectriques au Chili ainsi qu'aux prix défavorables et à la diminution de la production au parc éolien Griffin Trail;
- une augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette, essentiellement attribuable aux acquisitions de Sault Ste. Marie et de Mountain Air et aux acquisitions en France;
- une augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien, principalement en raison des acquisitions récentes, des dommages récents causés par les intempéries à l'installation Foard City et du remplacement de composantes principales dans les parcs éoliens du Québec;
- le calendrier de remboursement du capital et de versement des intérêts pour certaines dettes de projet;
- une augmentation des flux de trésorerie disponibles¹ attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, en raison surtout de la performance des centrales hydroélectriques Curtis Palmer.

¹ 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 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS » pour plus d'information.

Ratio de distribution

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 68 % des flux de trésorerie disponibles¹, comparativement à 85 % pour la même période de l'an dernier.

Ratio de distribution normalisé

Si les niveaux de production avaient égalé leur moyenne à long terme au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, compte non tenu du Chili et du profit réalisé dans le portefeuille en France, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution se seraient établis dans une fourchette de 197 M\$ à 212 M\$ et de 69 % à 75 %, respectivement.

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 31 décembre 2023			
	Prêts et emprunts à long terme, avant les frais de financement différés	Années restantes jusqu'à l'échéance de la dette ¹	Années restantes jusqu'à l'échéance des CAÉ ¹	Durée d'utilité restante ¹
Dette et débetures convertibles de la Société	1 083 830	3,3	5,9	37,4
Dette au niveau des projets				
Obligations vertes du Chili	939 046	12,5	12,0	34,8
Hydroélectrique	1 808 771	25,1	27,7	63,2
Éolien	1 682 149	9,8	9,0	20,9
Solaire	459 503	3,7	9,0	27,0
Financement par participation au partage fiscal	383 100	6,0	8,1	26,9
	6 356 399	12,8	12,2	40,4

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, et compte tenu du profit réalisé dans le portefeuille en France, pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution se seraient établis respectivement à 248,2 M\$ et à 59 % (à 201,4 M\$ et à 73 %, 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		
	20 février 2024	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Nombre d'actions ordinaires	204 401 736	204 321 381	204 132 833
Nombre de débetures convertibles à 4,75 % ¹	148 023	148 023	148 023
Nombre de débetures convertibles à 4,65 % ¹	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	282 417	289 111	284 769

1. Les débetures 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 20 février 2024 et depuis le 31 décembre 2023, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est attribuable à l'émission de 80 355 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 31 décembre 2023, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2022 était attribuable à l'émission de 188 548 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				Exercices clos les 31 décembre			
	2023		2022		2023		2022	
	31 décembre		31 décembre		31 décembre		31 décembre	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	0,1800	36 778	0,1800	36 741	0,7200	147 058	0,7200	146 957
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,2028	689	0,2028	689	0,8110	2 757	0,8110	2 757
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	0,3594	719	0,3594	719	1,4375	2 875	1,4375	2 875

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 15 avril 2024 :

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
21 février 2024	28 mars 2024	15 avril 2024	0,0900 \$	0,2028 \$	0,3594 \$

Le 21 février 2024, le conseil d'administration a approuvé une mise à jour de sa stratégie d'attribution du capital et a révisé son dividende annuel pour 2024 à 0,36 \$ par action ordinaire afin d'appuyer ses plans de croissance.

5- PERSPECTIVES | Cibles de croissance pour 2024

	2024	
	Fourchette cible	
BAlIA ajusté proportionnel ¹	725 000	775 000
Flux de trésorerie disponibles par action ¹ (\$/action)	0,70	0,85

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. Se reporter à la section « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

En raison des tendances macroéconomiques récentes, Innergex a abandonné les cibles financières pour 2025 qu'elle avait annoncées précédemment.

La Société présente ses cibles de croissance pour 2024, pour lesquelles elle a eu recours à certaines hypothèses afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation. Ces hypothèses tiennent compte des éléments suivants :

- les prévisions moyennes des régimes hydrologiques et éoliens et de l'irradiation solaire correspondant à 100 % de la PMLT cible de nos installations en exploitation;
- l'absence de fluctuations importantes du taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien et entre l'euro et le dollar canadien;
- la disponibilité des actifs correspondant approximativement à 95 %;
- l'apport sur un exercice complet des acquisitions réalisées en 2023;
- l'apport sur un exercice complet du projet de stockage d'énergie par batteries Salvador au Chili mis en service en 2023 et de la centrale hydroélectrique Innavik, qui approvisionne les clients depuis le 30 octobre 2023;
- le succès dans la mise en service des projets en construction dont la date de mise en service est prévue en 2024;
- la disponibilité de ressources en capital et l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun;
- l'absence d'événements importants survenant hors du cours normal des affaires, comme une catastrophe naturelle, une pandémie ou autre;
- des prix moyens au comptant du marché conformes aux courbes de prix externes et aux prévisions internes;
- l'absence de variations importantes des taux d'intérêt;
- un taux d'inflation moyen fondé sur l'inflation prévue par les institutions bancaires;
- une augmentation des salaires fondée sur les hypothèses moyennes du marché.

Ces hypothèses sont fondées sur les informations dont dispose actuellement la Société et cette liste d'hypothèses n'est pas exhaustive. Ces hypothèses, bien que jugées raisonnables par la Société le 21 février 2024, peuvent s'avérer inexactes. Des risques et incertitudes importants pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels diffèrent considérablement des attentes de la Société présentées dans la présente section. Ces risques et incertitudes sont expliqués à la section « Risques et incertitudes » du présent rapport de gestion.

6- 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 verser un dividende 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 31 décembre 2023			Période de trois mois close le 31 décembre 2022		
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel
Produits	243 523	14 699	258 222	203 636	11 364	215 000
Crédits d'impôt sur la production	18 003	—	18 003	16 576	—	16 576
Produits et crédits d'impôt sur la production	261 526	14 699	276 225	220 212	11 364	231 576
Résultat d'exploitation	(36 494)	6 681	(29 813)	(6 504)	3 870	(2 634)
Amortissements	87 927	4 345	92 272	93 756	4 153	97 909
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 558	—	3 558	1 815	—	1 815
Dépréciation d'actifs non courants	118 857	—	118 857	47 868	—	47 868
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	1 573	—	1 573	(1 559)	—	(1 559)
BAIIA ajusté	175 421	11 026	186 447	135 376	8 023	143 399

	Exercice clos le 31 décembre 2023			Exercice clos le 31 décembre 2022		
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel
Produits	969 890	61 081	1 030 971	870 494	60 535	931 029
Crédits d'impôt sur la production	71 684	—	71 684	64 729	—	64 729
Produits et crédits d'impôt sur la production	1 041 574	61 081	1 102 655	935 223	60 535	995 758
Résultat d'exploitation	219 575	30 962	250 537	263 366	29 919	293 285
Amortissements	361 292	16 556	377 848	336 053	16 799	352 852
Mise en œuvre de la solution d'ERP	12 651	—	12 651	2 357	—	2 357
Dépréciation d'actifs non courants	118 857	—	118 857	47 868	—	47 868
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(24 632)	—	(24 632)	(37 479)	—	(37 479)
BAIIA ajusté	687 743	47 518	735 261	612 165	46 718	658 883

Perte nette ajustée

Les références à la « perte nette ajustée » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés, 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.

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 la perte nette ajustée ne doit pas être considérée comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la section 3 « Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) ».

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

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Perte nette	(121 964)	(52 575)	(105 814)	(91 115)
<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	(1 186)	(76)	(1 917)	(1 381)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	6 141	25 336	(9 649)	141 859
Dépréciation d'actifs non courants	118 857	47 868	118 857	47 868
Profit réalisé sur le règlement de contrats de change à terme (acquisition en France)	—	(43 458)	—	(43 458)
Perte réalisée (profit réalisé) sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	2 405	(59)	(1 307)	(71 735)
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 558	1 815	12 651	2 357
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(71)	—	(449)	(3 214)
(Recouvrement) charge d'impôt se rapportant aux éléments ci-dessus	(14 906)	(6 320)	(14 424)	(13 684)
Perte nette ajustée	(7 166)	(27 469)	(2 052)	(32 503)

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

	Période de trois mois close le 31 décembre 2023			Période de trois mois close le 31 décembre 2022			Exercice clos le 31 décembre 2023			Exercice clos le 31 décembre 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	243 523	—	243 523	203 636	—	203 636	969 890	—	969 890	870 494	—	870 494
Crédits d'impôt sur la production	18 003	—	18 003	16 576	—	16 576	71 684	—	71 684	64 729	—	64 729
Charges d'exploitation	63 653	—	63 653	62 591	—	62 591	232 795	—	232 795	207 768	—	207 768
Frais généraux et administratifs	14 941	—	14 941	13 568	—	13 568	69 242	—	69 242	53 071	—	53 071
Charges liées aux projets potentiels	9 084	—	9 084	7 118	—	7 118	27 162	—	27 162	24 740	—	24 740
Mise en œuvre de la solution d'ERP	3 558	(3 558)	—	1 815	(1 815)	—	12 651	(12 651)	—	2 357	(2 357)	—
Amortissements	87 927	—	87 927	93 756	—	93 756	361 292	—	361 292	336 053	—	336 053
Dépréciation d'actifs non courants	118 857	(118 857)	—	47 868	(47 868)	—	118 857	(118 857)	—	47 868	(47 868)	—
Résultat d'exploitation	(36 494)	122 415	85 921	(6 504)	49 683	43 179	219 575	131 508	351 083	263 366	50 225	313 591
Charges financières	88 420	—	88 420	83 864	—	83 864	348 386	—	348 386	317 842	—	317 842
Autres charges (produits), montant net	26 170	71	26 241	(8 475)	—	(8 475)	27 031	449	27 480	(6 547)	3 214	(3 333)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(4 004)	744	(3 260)	286	214	500	(16 791)	1 210	(15 581)	(14 382)	1 881	(12 501)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	6 973	(8 546)	(1 573)	(16 622)	18 181	1 559	13 676	10 956	24 632	64 145	(26 666)	37 479
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(32 089)	15 348	(16 741)	(12 982)	6 182	(6 800)	(46 913)	15 131	(31 782)	(6 577)	13 184	6 607
Perte nette	(121 964)	114 798	(7 166)	(52 575)	25 106	(27 469)	(105 814)	103 762	(2 052)	(91 115)	58 612	(32 503)

Flux de trésorerie disponibles, ratio de distribution et ratio de distribution normalisé

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.

Le 26 octobre 2023, Innergex a cédé une participation ne donnant pas le contrôle de 30 % dans son portefeuille en France. Jusqu'à récemment, Innergex s'appuyait sur l'effet de levier et l'émission d'actions pour financer ses besoins en capital. La Société a modifié la présentation de ses flux de trésorerie disponibles et de son ratio de distribution afin d'inclure les profits réalisés sur les opérations stratégiques, ce qui permet à la Société de financer sa croissance sans avoir à accroître l'effet de levier ou à diluer la participation des actionnaires. La modification a été appliquée de façon rétrospective, sans incidence sur l'information comparative.

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. 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, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées, et les profits réalisés sur les opérations stratégiques, 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 verser un dividende et de sa capacité à financer sa croissance à partir de ses activités génératrices de trésorerie, dans le cours normal des activités, et par l'entremise d'opérations stratégiques.

Innergex estime que cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la capacité de génération de liquidités de la Société, sa capacité à verser un dividende 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 verser un dividende et de sa capacité à financer sa croissance. Le ratio de distribution est utilisé par les investisseurs dans cette optique.

Les références au « ratio de distribution normalisé » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles estimés selon l'hypothèse que les niveaux de production avaient égalé leur moyenne à long terme dans tous les territoires, à l'exception du Chili, et compte non tenu des profits réalisés sur les opérations stratégiques. Innergex est d'avis qu'il s'agit d'une mesure de sa capacité à verser un dividende et de sa capacité à financer sa croissance, et ce indépendamment des effets circonstanciels sur la production et des avantages immédiats des opérations stratégiques. Le ratio de distribution normalisé est utilisé par les investisseurs dans cette optique.

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques – Produits

	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Produits et crédits d'impôt sur la production		
Canada	441 631	427 910
États-Unis	323 293	294 175
Chili	151 040	121 021
France	125 610	92 117
	1 041 574	935 223

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques – Actifs non courants

	Aux	
	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 355 393	3 246 979
États-Unis	2 597 848	2 364 160
Chili	1 585 033	1 549 679
France	731 897	753 161
	8 270 171	7 913 979

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

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Information financière trimestrielle historique

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022
Production (MWh)	2 703 285	2 654 439	2 951 098	2 312 655	2 357 039	2 736 471	2 855 891	2 304 600
Produits et crédits d'impôt sur la production	261,5	292,2	269,5	218,3	220,2	268,7	238,5	207,7
Résultat d'exploitation	(36,5)	99,8	93,3	63,0	(4,7)	108,5	92,5	69,3
BAIIA ajusté ¹	175,4	180,2	187,0	145,1	135,4	167,6	159,3	149,8
(Perte nette) bénéfice net	(122,0)	4,4	24,8	(13,0)	(52,6)	21,0	(24,6)	(34,9)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(113,9)	9,1	20,7	(14,3)	(45,3)	23,3	(25,2)	(34,4)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère, de base (\$/action)	(0,57)	0,04	0,10	(0,08)	(0,23)	0,11	(0,13)	(0,18)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère, dilué(e) (\$/action)	(0,57)	0,04	0,10	(0,08)	(0,23)	0,11	(0,13)	(0,18)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	36,8	36,8	36,8	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7
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 BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la section 6 « 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 8 « Méthodes comptables significatives » pour plus d'information). Parallèlement, certaines mesures non conformes aux IFRS ont été modifiées (se reporter à la section 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS »). Le tableau qui suit présente un sommaire des modifications apportées à l'information financière historique.

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

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 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS » pour plus d'information.

ÉVÉNEMENTS DE FÉVRIER 2021 AU TEXAS – RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Présence d'Innergex au Texas

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

1. DESCRIPTION DES ÉVÉNEMENTS AU TEXAS

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

1.1 Résumé des conséquences par installation

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

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

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

2. CONSÉQUENCES FINANCIÈRES ET RENSEIGNEMENTS FINANCIERS NORMALISÉS

2.1 Incidence sur le compte consolidé de résultat

L'installation Phoebe fait l'objet de couvertures du prix de l'électricité. En outre, avant leur vente respective le 28 décembre 2021 et le 4 mars 2022, les installations Flat Top et Shannon faisaient également l'objet de couvertures du prix de l'électricité. L'électricité produite par les installations qui font l'objet de couvertures du prix de l'électricité est transmise au réseau au point d'injection du projet (point de livraison) au prix du marché en vigueur. La production fournie au point d'injection au prix du marché est comptabilisée à titre de produit par Innergex. En vertu des couvertures du prix de l'électricité, l'électricité horaire contractuelle, qui est assujettie aux prix du marché en vigueur, est virtuellement achetée au point de prélèvement du réseau et échangée contre le prix fixe par MWh prévu au contrat. Les règlements aux termes des couvertures du prix de l'électricité sont comptabilisés à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers.

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

	Exercice clos le 31 décembre 2021		
	Montant présenté	Incidence des événements de février 2021 au Texas (9 jours)	Montant normalisé
1 Produits et crédits d'impôt sur la production	795 192	(54 967)	740 225
Résultat d'exploitation	280 995	(54 967)	226 028
2 BAIIA ajusté ¹	499 963	15 789	515 752
2 Variation de la juste valeur des instruments financiers	(92 122)	72 060	(20 062)
3 Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées	(189 889)	64 197	(125 692)
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat	(211 634)	81 290	(130 344)

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 6 « MESURES NON CONFORMES AUX IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

- 1) Malgré la réduction de la production d'électricité attribuable aux conditions météorologiques, les **produits des installations Foard City et Phoebe ont été avantagés par ces événements**, ces installations ayant généré des produits de respectivement 16,8 M\$ et 38,2 M\$, pour une incidence totale de 55,0 M\$, grâce à l'augmentation sans précédent des prix du marché en vigueur au point de livraison du réseau (« point d'injection »).
- 2) À l'inverse, le BAIIA ajusté et la variation de la juste valeur des instruments financiers ont subi l'incidence défavorable d'une **perte réalisée de 70,8 M\$ sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe** et de 1,3 M\$ sur la couverture de base de Phoebe, respectivement, pour une incidence totale de 142,8 M\$, découlant de l'augmentation sans précédent des prix du marché en vigueur au point de prélèvement du réseau pour les volumes horaires des couvertures du prix de l'électricité faisant l'objet d'engagements.
- 3) Les coentreprises Flat Top et Shannon ont également été touchées par une augmentation de leurs produits respectifs et des pertes réalisées sur leur couverture du prix de l'électricité respective, ce qui a entraîné une quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées de respectivement 50,1 M\$ et de 14,1 M\$ pour Flat Top et Shannon, pour une **incidence défavorable** nette totale de 64,2 M\$ **sur la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées**.

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

	Exercice clos le 31 décembre 2021				
	Production hydro-électrique	Production éolienne	Production solaire	Non attribuée	Total
Produits et crédits d'impôt sur la production	277 302	397 770	120 120	—	795 192
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	(38 166)	—	(54 967)
Produits normalisés ²	277 302	380 969	81 954	—	740 225
Produits proportionnels ¹	327 849	464 293	121 005	—	913 147
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(57 107)	(38 166)	—	(95 273)
Produits proportionnels normalisés ^{1,2}	327 849	407 186	82 839	—	817 874
BAlIA ajusté ¹	212 436	324 843	30 044	(67 360)	499 963
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	32 590	—	15 789
BAlIA ajusté normalisé ^{1,2}	212 436	308 042	62 634	(67 360)	515 752
BAlIA ajusté proportionnel ¹	250 983	255 434	30 598	(67 360)	469 655
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	47 396	32 590	—	79 986
BAlIA ajusté proportionnel normalisé ^{1,2}	250 983	302 830	63 188	(67 360)	549 641

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la section « Mesures non conformes aux IFRS ».

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

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

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

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les événements de février 2021 au Texas, dont l'incidence sur la trésorerie est décrite ci-dessus, ont influé sur les flux de trésorerie disponibles¹ et le ratio de distribution¹ comme suit :

	Exercice clos le 31 décembre 2021		
	Montant présenté	Incidence des événements de février 2021 au Texas (9 jours)	Montant normalisé ²
1 Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	286 953	17 093	304 046
2 Profit réalisé sur la couverture de base de Phoebe	(2 546)	(1 304)	(3 850)
Flux de trésorerie disponibles¹	119 682	15 789	135 471
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	137 517	—	137 517
Ratio de distribution¹	110 %	(21) %	98 %

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 « Mesures non conformes aux IFRS ».

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

- 1) Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation ont été touchées par un montant défavorable net de 17,1 M\$ représentant les pertes réalisées sur la couverture du prix de l'électricité et la couverture de base de Phoebe attribuables aux événements de février 2021 au Texas, ce qui a été partiellement compensé par l'incidence favorable sur les produits consolidés. La quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées hors trésorerie de 64,2 M\$ n'a pas d'incidence directe sur les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation. Elle affectera toutefois la capacité future des coentreprises à distribuer de la trésorerie à la Société.
- 2) Dans le calcul des flux de trésorerie disponibles¹ et du ratio de distribution¹, Innergex inverse l'incidence de la couverture de base de Phoebe en raison de son occurrence limitée, qui est réputée ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex. Ainsi, un montant de 1,3 M\$ est renversé hors de l'ajustement récurrent, ce qui représente la perte réalisée sur la couverture de base attribuable aux événements de février 2021 au Texas.

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

3. DÉPRÉCIATION

À la suite des événements de février 2021 au Texas, qui ont fait subir des pertes importantes aux installations faisant l'objet de contrats de couverture du prix de l'électricité, une augmentation générale du risque évalué a été observée dans l'ensemble du secteur pour les installations assujetties à un risque de non-concordance² dans cette région. Bien que les autres hypothèses clés soient restées largement conformes à celles établies au 31 décembre 2020, les facteurs susmentionnés ont contribué à l'augmentation des taux d'actualisation pour tenir compte de la hausse des primes de risque. Le 31 mars 2021, les coentreprises Flat Top et Shannon, qui ont chacune été identifiées comme étant une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») distincte, ont comptabilisé des charges de dépréciation de 83,0 M\$ US (105,4 M\$) et de 92,7 M\$ US (117,7 M\$), respectivement. Les charges de dépréciation ont été comptabilisées par la Société par l'intermédiaire de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, soit une perte respective pour Flat Top et Shannon de 53,8 M\$ et de 58,8 M\$.

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

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

4. STRATÉGIES DE LA DIRECTION

4.1 Procédures engagées

Phoebe

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

Flat Top et Shannon

- En raison des événements de février 2021 au Texas, une demande pour cause de force majeure a été envoyée à la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité des installations Flat Top et Shannon en février, laquelle a été rejetée par le destinataire.
- Afin de conserver les droits de la Société et de ses partenaires relativement aux installations Flat Top et Shannon, des procédures judiciaires ont été engagées le 21 avril 2021.
- Le 20 mai 2021, le tribunal de district du comté de Harris, au Texas, a rejeté la demande d'injonction interlocutoire enjoignant la contrepartie des contrats de couverture du prix de l'électricité des parcs éoliens Flat Top et Shannon à suspendre l'exercice de tout recours à l'encontre des projets, y compris la saisie, découlant d'un défaut de paiement allégué qui a été formellement contesté par Innergex, à la suite des événements de février 2021 au Texas. En raison de la décision du tribunal, la contrepartie des couvertures du prix de l'électricité des projets pourra donc exercer l'un ou l'autre de ses recours, y compris la saisie.

4.2 Décisions et actions

Phoebe

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

Flat Top et Shannon

- La valeur comptable des investissements dans Flat Top et Shannon a été réduite à néant à la suite de la comptabilisation de charges de dépréciation hors trésorerie totalisant 112,6 M\$ relativement à ces installations au 31 mars 2021.
- Au cours de la période close le 30 juin 2021, les actifs et les passifs sous-jacents des investissements dans Flat Top et Shannon ont été classés comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente.
- Les passifs d'impôt différé liés aux placements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon étaient de néant, à la suite du recouvrement d'impôt différé totalisant 39,5 M\$ lors du reclassement des actifs et des passifs des projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente au cours de la période close le 30 juin 2021.
- Le 28 décembre 2021, la Société a conclu la vente de sa participation de 51 % dans Flat Top pour un montant symbolique.
- Le 4 mars 2022, la Société a conclu la vente de sa participation de 50 % dans Shannon pour un montant symbolique.
- L'incidence de la vente des installations Flat Top et Shannon sur les flux de trésorerie disponibles¹ de la Société, compte tenu de l'apport respectif des parcs en 2020, représente une réduction d'environ 4,2 M\$ par année.
- La vente des installations Flat Top et Shannon constitue également une sortie de trésorerie évitée de 60,2 M\$ US (75,7 M\$), représentant la quote-part des montants facturés attribuable à la Société qu'Innergex aurait financée par un apport en capital dans ces installations.

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

8- MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES | Méthodes comptables significatives

Changements dans la présentation

Comptes consolidés de résultat

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.

La Société a également reclassé les charges liées à la mise en œuvre de la solution de planification des ressources de l'entreprise (« ERP ») du montant net des autres charges vers un poste distinct dans le compte de résultat, de manière à refléter l'ajout d'un total partiel pour le résultat d'exploitation.

Le tableau suivant présente un résumé des reclassements :

	Période de trois mois close le 31 décembre 2022			Exercice clos le 31 décembre 2022		
	Ancienne présentation	Ajustement	Présentation modifiée	Ancienne présentation	Ajustement	Présentation modifiée
Produits	203 636	—	203 636	870 494	—	870 494
Crédits d'impôt sur la production	—	16 576	16 576	—	64 729	64 729
Produits et crédits d'impôt sur la production	s. o.	s. o.	220 212	s. o.	s. o.	935 223
Charges						
Charges d'exploitation	62 591	—	62 591	207 768	—	207 768
Frais généraux et administratifs	13 568	—	13 568	53 071	—	53 071
Projets potentiels	7 118	—	7 118	24 740	—	24 740
Mise en œuvre de la solution d'ERP	—	1 815	1 815	—	2 357	2 357
Amortissements	93 756	—	93 756	336 053	—	336 053
Dépréciation d'actifs non courants	47 868	—	47 868	47 868	—	47 868
Résultat d'exploitation	s. o.	s. o.	(6 504)	s. o.	s. o.	263 366
Charges financières	83 864	—	83 864	317 842	—	317 842
Autres (produits) charges, montant net	(23 236)	14 761	(8 475)	(68 919)	62 372	(6 547)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	286	—	286	(14 382)	—	(14 382)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(16 622)	—	(16 622)	64 145	—	64 145
Perte avant impôt sur le résultat	(65 557)	—	(65 557)	(97 692)	—	(97 692)
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(12 982)	—	(12 982)	(6 577)	—	(6 577)
Perte nette	(52 575)	—	(52 575)	(91 115)	—	(91 115)

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

La Société a corrigé la présentation du rachat de participations ne donnant pas le contrôle de (64,4) M\$ au cours de la période comparative, le faisant passer des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement aux entrées de trésorerie liées aux activités de financement. Par conséquent, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont été réduites de 64 382 \$ et les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont été réduites de (64,4) M\$, l'incidence sur la variation nette du total partiel de la trésorerie et des équivalents de trésorerie étant nulle. Ce reclassement tient compte du fait que ces transactions représentent un changement dans la participation entre les actionnaires, qui doit être classé en tant qu'activité de financement.

Changements de méthodes comptables

Le 1er janvier 2023, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes.

Méthodes comptables (modifications d'IAS 1 et de l'énoncé de pratiques en IFRS 2)

Le 12 février 2021, l'IASB a publié *Initiative concernant les informations à fournir – Méthodes comptables* (modifications d'IAS 1 et de l'énoncé de pratiques en IFRS 2, *Porter des jugements sur l'importance relative*). Les principales modifications :

- obligent les sociétés à fournir des informations sur leurs méthodes comptables significatives plutôt que sur leurs méthodes comptables importantes;
- précisent que les méthodes comptables concernant des transactions, autres événements ou conditions non significatifs sont elles-mêmes non significatives et n'ont pas à être présentées;
- précisent que les méthodes comptables concernant des transactions, autres événements ou conditions significatifs ne sont pas elles-mêmes toutes significatives par rapport aux états financiers d'une société.

Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction (modifications d'IAS 12)

Le 7 mai 2021, l'IASB a publié *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction* (modifications d'IAS 12), qui précise la manière dont les sociétés doivent comptabiliser l'impôt différé pour les transactions telles que les contrats de location et les obligations relatives au démantèlement. La Société a appliqué ces modifications aux transactions réalisées depuis le 1er janvier 2022, ce qui n'a eu aucune incidence sur le montant net de l'impôt différé à l'égard des différences temporaires liées aux contrats de location et aux obligations relatives au démantèlement et des résultats non distribués. Le rapprochement de l'impôt comptabilisé dans les comptes consolidés de résultat, présenté à la note 11 des états financiers, Impôt sur le résultat, a été modifié de façon à présenter séparément les passifs et les actifs d'impôt différé qui en découlent.

Nouvelles normes comptables et interprétations publiées, mais non encore entrées en vigueur

Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants (modifications d'IAS 1)

Le 23 janvier 2020, l'IASB a publié des modifications d'IAS 1, *Présentation des états financiers*, qui visent à clarifier le classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants. Le 31 octobre 2022, l'IASB a publié *Passifs non courants assortis de clauses restrictives* (modifications d'IAS 1) (les « modifications de 2022 ») dans le but d'améliorer les informations que les entreprises fournissent sur les emprunts à long terme assortis de clauses restrictives. Les modifications de 2020 et les modifications de 2022 (collectivement « les modifications ») entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2024. L'adoption anticipée est permise. L'incidence sur la Société est en cours d'évaluation par la direction.

8- 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 conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

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

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont évalué ou fait évaluer, sous leur supervision, l'efficacité des CPCI et du CIIF au 31 décembre 2023, et ont conclu qu'ils étaient efficaces à la clôture de l'exercice. Au cours de la période commençant le 1er octobre 2023 et close le 31 décembre 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.

8- 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

	Exercice clos le 31 décembre 2023
Produits	31 055
Bénéfice net	5 933
Total du résultat global	5 144

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 31 décembre 2023
Actifs courants	7 268
Actifs non courants	216 687
	223 956
Passifs courants	19 063
Passifs non courants	159 520
Capitaux propres	45 373
	223 956

9- RISQUES ET INCERTITUDES

Gestion des risques d'entreprise et surveillance exercée par le conseil

La Société s'est engagée à adopter de solides pratiques proactives en matière de gouvernance et de surveillance des risques appuyées par le conseil d'administration et les membres de la direction.

Le conseil d'administration a la responsabilité d'examiner et d'évaluer les risques importants associés aux activités de la Société qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la Société, ses activités, sa situation financière ou sa réputation. Plus particulièrement, le conseil d'administration s'assure que la Société a mis en place des systèmes pour repérer, gérer et surveiller efficacement les principaux risques associés à ses activités et pour atténuer ou réduire leurs impacts négatifs potentiels. Le conseil d'administration reçoit de la part de la direction et de chacun des comités concernés des mises à jour sur certains risques et sur certaines activités d'atténuation des risques.

La responsabilité de la gestion des risques est partagée dans l'ensemble de l'organisation à partir de chaque secteur d'activité. Le comité des investissements et de surveillance des risques, qui se compose de membres de la haute direction, examine tous les risques existants et émergents et évalue les mesures d'atténuation appropriées. Le comité supervise également, entre autres, la gestion des risques inhérents à la gestion des investissements. La surveillance des risques s'exerce également au niveau des filiales en exploitation de la Société, afin de s'assurer que les risques sont gérés efficacement à tous les niveaux de sa structure d'entreprise. Les nouveaux risques ou les risques importants sont déterminés et font l'objet de rapports avec des plans d'atténuation et font l'objet d'une discussion à tous les niveaux de la structure d'entreprise de la Société. Les risques qui ont été identifiés, qui peuvent toucher certains aspects des activités de la Société ou qui sont rencontrés dans les processus décisionnels, sont présentés au conseil d'administration à chaque réunion, soit par ses comités ou les dirigeants de la Société. Ces risques lui sont présentés en fonction de la conjoncture et de la stratégie dans le cadre de toute opération proposée présentée au conseil d'administration. Le conseil d'administration joue un rôle actif en discutant de la gestion des risques avec ses comités afin de s'assurer que les risques sont bien cernés, évalués et gérés efficacement à tous les niveaux des activités de la Société. L'audit interne est un outil supplémentaire pour valider l'efficacité et l'efficience de la gestion des risques dans tous les aspects des activités de la Société.

La Société maintient des politiques et un code de conduite applicables à tous les administrateurs, dirigeants et employés de la Société et de ses filiales, ainsi qu'aux consultants et autres personnes qui représentent la Société. Ces politiques et ce code de conduite sont revus au moins une fois par année par le conseil d'administration. Ces politiques et le code de conduite visent à promouvoir une saine gestion des risques dans l'ensemble de la Société, à déléguer adéquatement les pouvoirs à ses dirigeants et à fixer les limites des autorisations requises pour approuver et exécuter certaines opérations commerciales. Dans le cadre de ces politiques, les dirigeants de la Société ont la responsabilité de maintenir une communication efficace avec le conseil d'administration et les employés de la Société, afin de mettre en œuvre et de promouvoir une culture de gestion efficace des risques dans toutes les activités de la Société. Par le biais d'une planification stratégique approuvée par le conseil d'administration, les dirigeants ont également la responsabilité d'évaluer les activités de gestion des risques. La surveillance de la gestion des risques exercée par le conseil d'administration vise à s'assurer que les risques sont cernés, réduits et atténués, si possible. Toutefois, ces risques ne peuvent pas toujours être repérés ou complètement éliminés des activités de la Société.

La Société est exposée à divers risques et incertitudes et elle a décrit ci-dessous ceux qu'elle considère comme importants. Il se peut également qu'il existe des risques et des incertitudes supplémentaires qui sont actuellement inconnus de la Société, ou qu'elle considère comme peu importants, et qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités de la Société. Ces risques pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les activités de la Société, son exploitation, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Risques liés aux activités

Défaut d'exécution des principales contreparties

La Société a conclu divers contrats avec des tiers fournisseurs. Le non-respect des modalités qui sont prévues dans ces contrats par une ou plusieurs des principales contreparties pourrait entraîner des coûts, des pertes et des retards imprévus pour la Société.

Approvisionnement en équipement

L'aménagement et l'exploitation des installations de production d'énergie de la Société sont tributaires de l'approvisionnement en équipement de tierces parties. Les prix de l'équipement, le calendrier de production ou les délais de livraison peuvent augmenter rapidement en fonction, entre autres, de la disponibilité de l'équipement, des prix des matières premières et du marché pour ces produits. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en équipement ou tout retard dans l'approvisionnement de l'équipement pourraient nuire à la rentabilité future des installations de la Société et à la capacité de la Société de mettre en œuvre d'autres projets. Rien ne garantit que les fabricants respecteront toutes leurs obligations contractuelles liées à l'exécution complète, en temps voulu, de l'approvisionnement en équipement. Des mesures d'atténuation sont parfois nécessaires pour compenser les retards, les interruptions de la chaîne d'approvisionnement ou toute autre circonstance liée aux fournisseurs, telles que la mise en place de partenariats avec les fournisseurs ou l'approvisionnement anticipé en équipements. Des recours juridiques peuvent également être nécessaires pour dédommager les projets en développement et les projets de construction de la Société et ses installations en exploitation. Tout manquement de la part d'un fournisseur de la Société à l'égard de ses engagements pourrait nuire à la capacité de la Société à réaliser les projets conformément à l'échéancier et à respecter ses engagements.

Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets

Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des projets en développement et du développement et de la construction des projets potentiels et des projets futurs que la Société entreprendra. Certains facteurs peuvent causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, l'escalade des prix de la construction, des modifications des exigences d'ingénierie et de conception, le rendement des entrepreneurs, des conflits de travail, des intempéries et la disponibilité du financement. Même une fois achevée, une installation peut ne pas fonctionner comme prévu en raison de défauts de conception ou de fabrication, qui pourraient ne pas tous être couverts par une garantie. Un problème mécanique pourrait également se produire dans de l'équipement après l'expiration de la période de garantie, ce qui entraînerait une perte de production ainsi que des coûts de réparation. De plus, si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leur CAÉ, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement

La propriété, la construction et l'exploitation d'actifs de production d'énergie de la Société comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement afin de remédier à des conditions dangereuses et/ou de prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, à des pénalités éventuelles pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et à une responsabilité civile éventuelle. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations, telles que le niveau sonore et d'autres restrictions opérationnelles, demeure importante pour les activités de la Société. La Société a engagé et continuera d'engager d'importantes dépenses en immobilisations et dépenses d'exploitation afin de se conformer aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement et d'obtenir des licences, des permis et d'autres autorisations, et de s'y conformer, et d'évaluer et de gérer son risque de responsabilité éventuelle. Néanmoins, il est possible que la Société devienne assujettie à des ordonnances gouvernementales, à des enquêtes, à des demandes de renseignements ou à d'autres instances (y compris des poursuites civiles) concernant des questions touchant la santé, la sécurité et l'environnement. Si l'un de ces événements survenait ou s'il y avait des modifications ou des ajouts aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations ou une application plus rigoureuse de ceux-ci, cela pourrait avoir une incidence importante sur l'exploitation et entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, on ne peut garantir que d'autres questions concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues n'exigeront pas des dépenses imprévues ou n'entraîneront pas non plus des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour les activités et l'exploitation de la Société.

Défaillance d'équipement, activités d'exploitation et d'entretien imprévues et entretien accru de l'équipement vieillissant

Les installations de la Société sont assujetties au risque de défaillance d'équipement attribuable à la détérioration du bien en raison notamment de l'usage ou de l'âge, à un défaut caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur, entre autres choses. Si l'équipement d'une installation exige des temps d'arrêt plus longs que prévu pour l'entretien et la réparation, ou si la production d'électricité est perturbée pour d'autres motifs, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable. En outre, l'entretien de l'équipement vieillissant pourrait entraîner des réparations plus coûteuses et des périodes d'arrêt plus longues.

Augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau

La Société est tenue de verser des redevances pour les droits d'utilisation de l'eau dans ses centrales hydroélectriques en exploitation commerciale. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les gouvernements changent la manière dont ils réglementent l'approvisionnement en eau ou l'application de tels règlements (notamment les gouvernements du Québec, de la Colombie-Britannique et de l'Ontario, au Canada, de l'Idaho et de New York, aux États-Unis, et du Chili) où la Société a des installations hydroélectriques en exploitation, cela pourrait nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la Société.

Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport

La capacité de la Société de vendre de l'électricité est influencée par la disponibilité des divers systèmes de transport d'électricité de chaque territoire. Une défaillance des installations de transport existantes, une capacité de transport insuffisante ou des délais dans la construction auraient une incidence défavorable importante sur la capacité de la Société de livrer l'électricité à ses diverses contreparties ou au point d'interconnexion, ce qui aurait une incidence sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

Évaluation des ressources et variabilité du rendement

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la Société est tributaire des débits d'eau. Il n'y a aucune certitude que la disponibilité à long terme de ces ressources demeurera inchangée. Les produits d'exploitation de la Société pourraient être grandement touchés par des événements affectant les conditions hydrologiques des centrales hydroélectriques de la Société, notamment les débits faibles ou élevés des cours d'eau sur lesquels les centrales hydroélectriques de la Société sont situées. En cas d'inondations graves, les centrales hydroélectriques de la Société pourraient être endommagées. Par ailleurs, la quantité d'énergie produite par les parcs éoliens de la Société sera tributaire du vent, qui varie naturellement. L'augmentation ou la diminution du vent à l'un des parcs éoliens au cours d'une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ce parc ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la Société. Finalement, la quantité d'énergie devant être produite par les parcs solaires de la Société sera tributaire de la disponibilité du rayonnement solaire, qui varie naturellement. Une diminution de l'irradiation solaire aux parcs solaires de la Société sur une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ces installations ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la Société. Les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et leur prévisibilité peuvent également être touchées par les changements climatiques qui peuvent provoquer des écarts imprévus par rapport aux tendances historiques.

La force et la constance des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires à la disposition des installations de la Société peuvent différer des prévisions de la Société. Les estimations de production d'électricité de la Société sont fondées sur des hypothèses et des facteurs intrinsèquement incertains qui pourraient expliquer des écarts entre la production réelle d'énergie et les estimations de la Société, notamment : i) la mesure dans laquelle les données hydrologiques, éoliennes ou solaires recueillies pour un site particulier reflètent exactement les débits d'eau, les vitesses du vent et le rayonnement solaire à long terme; ii) la mesure dans laquelle les données historiques reflètent exactement la force et la constance futures de l'eau, du vent et du soleil; iii) l'intensité de la corrélation entre les données hydrauliques, éoliennes et solaires propres à un site et les données régionales à plus long terme; iv) l'incidence éventuelle des facteurs climatiques et des changements climatiques; v) l'exactitude des hypothèses concernant différents facteurs, notamment le climat, l'accumulation de glace sur les éoliennes et l'accumulation de neige sur les panneaux solaires et leur encrassement, l'accès au site, les pertes par effet de sillage et les pertes de transport et le cisaillement du vent; vi) l'exactitude des anémomètres servant à mesurer la vitesse du vent et la différence entre la hauteur de la nacelle des éoliennes et celle des tours météorologiques utilisées pour la collecte de données; vii) l'incidence éventuelle des variations topographiques, de l'emplacement des éoliennes et des conditions locales, y compris de la végétation; viii) l'incertitude inhérente aux méthodologies particulières et aux modèles connexes, en particulier les modèles de prévision utilisés pour prévoir les ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires; et ix) la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

La variabilité des ressources et du rendement des sites d'exploitation pourrait amener la Société à produire moins d'électricité que la quantité convenue au cours d'une année de contrat donnée et, par conséquent, à être en défaut aux termes de son CAÉ respectif. La Société pourrait alors être tenue de payer des pénalités à l'acheteur concerné, et le paiement de ces pénalités pourrait avoir une incidence défavorable sur ses produits d'exploitation et sa rentabilité.

Changements climatiques à l'échelle mondiale

Les changements climatiques à l'échelle mondiale, y compris les effets du réchauffement de la planète, représentent un risque qui pourrait avoir une incidence négative sur les activités, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société. La variabilité de l'hydrologie, des régimes éoliens et de l'irradiation solaire et leur prévisibilité peuvent être touchées par des changements climatiques imprévus tels que les ouragans, les tempêtes de vent, de grêle, de pluie et de verglas, les inondations, les conditions météorologiques hivernales extrêmes et les feux de forêt. Dans la mesure où les conditions météorologiques sont touchées par les changements climatiques, la consommation d'énergie des clients et la production d'électricité par la Société pourraient augmenter ou diminuer selon la durée et l'ampleur des changements.

Des conditions météorologiques extrêmes créent un risque de dommages matériels aux actifs de la Société et de pannes d'électricité et augmentent la probabilité de perturbation de ses centrales de production et de transport d'électricité. Par conséquent, la Société pourrait subir des coûts, des pertes et des dommages, dont la totalité ou une partie pourraient ne pas être recouvrables au moyen de processus, notamment d'assurance, de recouvrement des coûts juridiques et réglementaires, et pourraient avoir une incidence importante sur les activités de la Société, y compris sur ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie, de même que sur sa réputation auprès des clients, des investisseurs, des collectivités locales, des organismes de réglementation, des gouvernements et des marchés financiers. Les coûts qui en résulteraient pourraient comprendre la reconstruction, le rééquipement, la régénération, le remplacement d'élément d'actif, l'augmentation de la prime d'assurance et les pertes subies par des tiers.

Préparation aux catastrophes naturelles et aux cas de force majeure

Les installations, les activités et les projets en développement de la Société risquent de subir des dommages, ou des pertes partielles ou complètes, causés notamment par des désastres naturels (p. ex., inondations, vents violents, incendies et tremblements de terre), des défaillances d'équipement ou d'autres événements imprévus. La survenance d'événements importants qui perturbent ou retardent la capacité des actifs de production d'énergie de la Société de produire ou de vendre de l'énergie au cours d'une période prolongée, notamment des événements qui empêchent les clients existants aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités de la Société. Les actifs de production d'énergie de la Société pourraient subir les effets de conditions météorologiques rigoureuses, de catastrophes naturelles et d'événements éventuellement catastrophiques, tels qu'un accident ou incident majeur. Dans un tel cas, il se peut que la Société doive tout de même s'acquitter de ses obligations aux termes des CAÉ, des couvertures du prix de l'électricité ou d'autres ententes conclues avec des tiers. En outre, des cas de force majeure touchant les actifs de la Société peuvent entraîner des dommages à l'environnement ou nuire à des tiers. De plus, de nombreux projets de la Société sont situés dans des régions éloignées, ce qui rend difficile l'accès pour y réparer les dommages.

Les dangers comme des formations géologiques inhabituelles ou inattendues, des pressions, des conditions de fond de trou, des éboulements ou d'autres événements associés aux terrains en pente, des défaillances mécaniques, des éruptions, des cratères, des affaissements du sol localisés, l'inflation du sol localisée, la pollution et d'autres risques matériels et environnementaux peuvent avoir une incidence sur les activités de développement et de production de la Société. Ces risques peuvent entraîner d'importantes pertes, y compris des blessures et des pertes de vie, des dommages graves et la destruction de biens et d'équipements, de la pollution et d'autres dommages environnementaux et la suspension des opérations.

Pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique

Les activités, le personnel, les résultats d'exploitation, la situation financière, les flux de trésorerie et le cours des actions de la Société peuvent être touchés de manière défavorable par des pandémies, des épidémies ou d'autres urgences de santé publique, qui peuvent pousser les gouvernements du monde entier à mettre en œuvre des mesures de plus en plus strictes pour limiter la propagation des agents pathogènes, notamment des quarantaines, des confinements, des restrictions de voyage, des réductions des activités des entreprises, des fermetures d'écoles et d'autres mesures. En outre, les gouvernements et les banques centrales de plusieurs régions du monde peuvent adopter des mesures de relance budgétaire et monétaire pour contrer les répercussions de ces urgences de santé publique. Les perturbations des activités pourraient avoir une incidence sur nos fournisseurs, ce qui pourrait en retour se répercuter sur les résultats d'exploitation de la Société. Si une épidémie devait se propager, l'approvisionnement en équipements et pièces de rechange pourrait être touché, et la construction, l'exploitation et l'entretien des actifs de la Société pourraient être interrompus ou retardés, ce qui aurait une incidence défavorable sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Cybersécurité

La Société dépend de plusieurs technologies de l'information pour mener de multiples activités commerciales. Une cyberintrusion réussie, notamment, un accès non autorisé, une fuite de renseignements personnels et confidentiels (ou un vol d'identité), un logiciel malveillant ou d'autres violations du système qui contrôle la production et le transport d'électricité à nos bureaux ou installations pourraient gravement perturber ou autrement toucher les activités commerciales. De telles attaques contre nos systèmes de données informatiques par l'entremise de vol, d'altération ou de destruction et l'incapacité de récupérer rapidement pourraient avoir une incidence sur les personnes, les partenaires commerciaux, nos capacités d'exploitation, générer des dépenses imprévues ayant une incidence sur la rentabilité, nuire à la réputation de la Société et entraîner des responsabilités supplémentaires (p. ex., enquêtes, litiges, amendes, mesures correctives).

Compte tenu de l'évolution continue des cyberattaques et du fait que de nombreux employés sont en télétravail, la Société est en train de revoir son programme de cybersécurité et de l'adapter à cette nouvelle réalité. La Société prend continuellement des mesures pour protéger son infrastructure contre d'éventuelles cyberattaques qui pourraient endommager son infrastructure, ses systèmes et ses données. La Société a mis en place une formation obligatoire de sensibilisation des utilisateurs portant sur la sécurité et la confidentialité des données. Elle a également mis en place des contrôles de sécurité pour aider à sécuriser ses données et ses opérations commerciales, y compris des mesures de contrôle de l'accès, des systèmes de détection et de prévention des intrusions, la consignation et la surveillance des activités de réseau et la mise en œuvre de politiques et de procédures pour assurer la sécurité des opérations de l'entreprise.

Dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées

Les six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek (« les centrales qui partagent ») partagent toutes une infrastructure d'interconnexion et de transport conjointe pour le transport de leur production d'électricité à une sous-station conjointe, qui est ensuite reliée aux points d'interconnexion communs pour les centrales qui partagent à la sous-station Upper Harrison Terminal de BC Hydro adjacente. Par conséquent, tout dommage causé à l'infrastructure d'interconnexion et de transport partagée ou toute défaillance de celle-ci peut faire en sorte que les centrales qui partagent soient incapables de livrer leur production d'électricité jusqu'aux points d'interconnexion avec le réseau de transport de BC Hydro, conformément aux exigences en matière de vente d'énergie aux termes de deux CAÉ conclus avec BC Hydro à l'égard des six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek. Les six centrales en exploitation Harrison partagent également une convention d'interconnexion commune avec BC Hydro et agissent en tant que mandataire pour la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek. Par conséquent, le fait pour les centrales qui partagent de manquer respectivement à leurs engagements aux termes de la convention d'interconnexion pourrait entraîner la déconnexion par BC Hydro des centrales qui partagent du réseau de transport de BC Hydro.

Risques liés à la stratégie d'entreprise

Incapacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires

La stratégie de la Société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou à développer des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un rendement attrayant du capital investi ajusté aux risques et à verser un dividende. Toutefois, rien ne garantit que la Société soit en mesure d'acquérir ou de créer des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité à des prix attrayants pour poursuivre sa croissance. De plus, cette stratégie peut exiger la cession par la Société de certains actifs pour poursuivre de nouvelles occasions, le soutien ou la réalisation des avantages d'acquisitions réalisées ou futures, la mobilisation de capitaux supplémentaires et/ou la réduction des dettes de la Société.

La mise en œuvre réussie de cette stratégie exige un calendrier et un jugement commercial rigoureux, les ressources nécessaires pour mener à bien le développement des installations de production d'électricité ainsi qu'une évaluation précise des actifs de la Société et de la valeur qu'elle recevrait en échange de leur cession. La Société peut sous-estimer les coûts liés au développement des installations de production d'énergie jusqu'à leur mise en service commerciale, peut être incapable d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions à ses activités existantes, peut évaluer de façon inexacte la valeur de ses actifs ou être incapable de trouver un acquéreur à cet égard d'une manière qui appuie la stratégie de la Société en temps opportun.

Incapacité de lever des capitaux supplémentaires et état du marché des capitaux

Le développement futur et la construction de nouvelles installations ainsi que la croissance des projets en développement et des projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés par la Société au moyen de l'encaisse générée par ses installations en exploitation, d'emprunts ou d'émissions et de ventes d'actions supplémentaires. Si les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres additionnels de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'effectuer les investissements nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes ou futures serait compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables pour le financement du développement ou de l'expansion. Un grand nombre de projets d'énergie renouvelable seront réalisés au cours des prochaines années, ce qui aura des répercussions sur la disponibilité des capitaux. De plus, le versement de dividendes pourrait nuire à la capacité de la Société de financer ses projets en cours et futurs.

De plus, les efforts de mobilisation de capitaux de la Société pourraient comprendre l'émission et la vente d'actions ordinaires supplémentaires, ou de titres d'emprunt convertibles en actions ordinaires, lesquels pourraient, selon le prix auquel ils sont vendus ou convertis, avoir un effet dilutif important pour les porteurs des actions ordinaires de la Société et une incidence négative sur le cours des actions ordinaires de la Société.

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

L'obtention de nouveaux CAÉ, qui constitue une composante clé de la stratégie de croissance de la Société, comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la Société est confrontée. La Société s'attend à continuer de conclure diverses formes de CAÉ (détenus par la Société, virtuellement ou par les services publics) relativement à la vente de son énergie, contrats qu'elle obtiendra principalement par l'intermédiaire de sa participation à des processus de demandes de propositions concurrentiels ou des négociations bilatérales. Au cours de ces processus et négociations, la Société doit se mesurer aux concurrents, en l'occurrence des services publics de grande envergure et de petits producteurs d'énergie indépendants, dont certains possèdent des ressources, notamment financières, nettement supérieures à celles de la Société. Rien ne garantit que la Société soit choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'un appel d'offres en particulier, que la Société aura du succès dans de telles négociations ou que des CAÉ existants soient renouvelés ou le seront moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

Dépendance envers diverses formes de CAÉ

L'énergie produite par la Société est en grande partie vendue aux termes de plusieurs conventions d'achat d'électricité à long terme et dans certains cas, des couvertures énergétiques et contrats de détail commerciaux ou industriels. Si, pour toute raison, l'un des acheteurs de l'énergie aux termes de ces CAÉ est incapable de respecter ses obligations contractuelles aux termes du CAÉ ou n'est pas prêt à le faire, ou s'il refuse d'accepter la livraison de l'énergie aux termes d'un CAÉ ou un instrument dérivé énergétique pertinent, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable. Si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leurs CAÉ ou une couverture énergétique respectifs, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ ou à la couverture énergétique concernée.

Volatilité de l'offre et de la demande sur le marché de l'énergie

Une partie des produits de la Société est liée, directement ou indirectement, au prix de gros de l'électricité sur les marchés dans lesquels la Société exerce ses activités. Les prix de l'électricité sur le marché de gros sont touchés par un certain nombre de facteurs, notamment la gestion de la production et le volume de capacité de production excédentaire par rapport à la charge sur un marché donné; la structure du marché de l'électricité; les conditions météorologiques (comme les conditions météorologiques extrêmement chaudes ou froides) qui ont une incidence sur la charge électrique.

L'évolution de la demande d'électricité est marquée d'incertitudes, qui sont notamment tributaires de conditions macroéconomiques; des prix absolus et relatifs de l'énergie; de la gestion des économies d'énergie et de la demande. Par conséquent, du point de vue de l'offre, il existe des incertitudes liées au moment de la mise hors service des installations, lesquelles sont en partie liées à la réglementation environnementale et à l'ampleur, au rythme et à la structure de la capacité de remplacement.

Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité

Si la Société est incapable d'obtenir ou de renouveler des CAÉ pour ses actifs en développement, ou de maintenir ou de renouveler les CAÉ pour ses actifs en exploitation ou des contrats de vente pour 100 % de la production, la Société peut être contrainte de vendre l'électricité produite au prix du marché. Bien que la majorité de la production du parc éolien Foard City, du parc solaire Phoebe et du parc solaire Salvador soit vendue conformément à des CAÉ à long terme, la production qui n'est pas vendue aux termes d'un contrat à long terme de couverture énergétique est et sera assujettie aux prix du marché. Si la Société est incapable de produire suffisamment d'énergie pour satisfaire à ses obligations contractuelles en vertu des CAÉ, la Société sera obligée d'acheter de l'énergie provenant de tiers aux prix du marché. Si le point de règlement des contrats à long terme de couverture énergétique (une forme de CAÉ) de la Société diffère du point d'interconnexion, les ventes d'électricité en vertu de cette couverture énergétique seront assujetties aux risques de localisation. Cette différence potentielle de tarification est désignée comme étant un « différentiel ». Selon les particularités spécifiques aux couvertures énergétiques, un important différentiel pourrait obliger la Société à acheter de l'énergie de tiers aux prix du marché, ou à compenser autrement le fournisseur de couverture énergétique. Les ventes d'électricité faisant l'objet de couvertures énergétiques doivent également être vendues en blocs de périodes horaires. Si la production de la Société au sein d'un bloc donné est insuffisante pour satisfaire à ses engagements contractuels, elle pourrait être tenue d'acheter l'électricité d'un tiers aux prix du marché afin de respecter ses engagements. On appelle ce risque potentiel « risque de non-concordance ».

Le prix du marché de l'électricité dans les différents territoires peut être volatil et impossible à contrôler. Si le prix de l'électricité devait baisser de manière importante alors que la Société est obligée de vendre l'énergie électrique produite au prix du marché, ou augmenter de manière importante alors que la Société est obligée d'acheter de l'électricité auprès de tiers au prix du marché, les perspectives économiques des installations en exploitation qui dépendent, en tout ou en partie, des prix du marché, comme le parc éolien Foard City, le parc solaire Phoebe, le parc solaire Salvador, le parc éolien Griffin Trail, la centrale hydroélectrique Licán, la centrale Miller Creek, ou des projets en développement dans lesquels la Société détient une participation, pourraient être considérablement réduites ou non rentables. Une diminution ou une augmentation importante de ces prix, le cas échéant, ou une réduction non importante de ces prix combinée à l'impact de l'ensemble des risques décrits ci-dessus, pourrait avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la Société, en particulier, à l'égard du parc solaire Phoebe.

Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations

La Société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'énergie. Ces installations présentent une plus grande incertitude quant à leur faisabilité, à leur acceptabilité sociale et à la rentabilité future que les installations en exploitation existantes dont le rendement a été prouvé. Dans certains cas, bon nombre de facteurs ayant un effet sur les coûts n'ont pas encore été établis, notamment les paiements de redevances sur les terrains, les redevances d'utilisation d'eau ou les taxes municipales ou autres taxes applicables. La Société est tenue, dans certains cas, d'avancer des fonds et de déposer des cautionnements d'exécution pendant l'aménagement de ces nouvelles installations. Si certaines de ces installations ne sont pas réalisées ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes ou impôts imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la Société.

Obtention de permis

À l'heure actuelle, la Société ne détient pas toutes les approbations, les licences et les permis nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets en développement ou des projets potentiels, y compris les approbations et les permis environnementaux nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets en développement ou des projets potentiels. Tout manquement à obtenir les licences, les approbations ou les permis nécessaires, y compris les renouvellements ou les modifications de ceux-ci ou tout retard dans l'obtention de ces licences, approbations ou permis nécessaires, y compris des renouvellements ou des modifications de ceux-ci, pourrait entraîner un retard dans la construction des projets en développement ou des projets potentiels ou faire en sorte que ceux-ci ne soient pas terminés ou commencés. Rien ne garantit que l'un des projets potentiels résulte en une installation en exploitation.

En outre, des retards peuvent survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires pour les projets énergétiques futurs.

De temps à autre, et de façon à prendre en compte les longs délais d'approvisionnement souvent associés à la fourniture de l'équipement, la Société peut commander de l'équipement et effectuer des dépôts sur celui-ci, ou faire avancer des projets avant d'avoir obtenu tous les permis et toutes les licences nécessaires. La Société n'entreprend de telles actions que lorsqu'elle croit raisonnablement que ces permis ou licences seront émis en temps utile, préalablement à l'obligation de déboursier le montant intégral du prix d'achat. Toutefois, tout retard dans l'octroi de ces permis ou licences pourrait nuire à la Société.

Les permis environnementaux devant être émis relativement à l'un des projets en développement ou projets potentiels peuvent renfermer des conditions qui doivent être respectées avant l'obtention d'un CAÉ, le début de la construction, au cours de la construction, et pendant et après l'exploitation des projets en développement. Il est impossible de prédire les conditions imposées par ces permis ou le coût de toute mesure d'atténuation exigée par ces derniers.

Incapacité d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures

La Société est d'avis que les acquisitions réalisées et futures lui apporteront des avantages. Cependant, il y a un risque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus ne se matérialise pas ou ne se matérialise pas dans les délais prévus par la direction de la Société. La concrétisation de ces avantages peut être influencée par un certain nombre de facteurs, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de la Société.

Intégration des acquisitions réalisées et futures

L'intégration des acquisitions d'entreprises et/ou de projets réalisés et futurs et de leurs activités, employés et dirigeants, opérations et installations respectifs peut entraîner des défis importants et la direction de la Société pourrait être incapable de mener à bien l'intégration avec succès ou pourrait être tenue d'investir des sommes importantes ou de consacrer d'autres ressources. En ce qui concerne les acquisitions réalisées et futures, rien ne garantit que la direction sera en mesure d'intégrer avec succès les équipes, les activités et les installations faisant partie de ces acquisitions ou de bénéficier pleinement de tous les avantages attendus de ces acquisitions.

Changements du soutien gouvernemental pour accroître la production d'électricité à partir de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants

Le développement et la croissance de l'énergie renouvelable dépendent en partie du soutien, des politiques et des incitatifs des gouvernements. Plusieurs gouvernements ont mis en place des normes de portefeuille, des crédits d'impôt et d'autres incitatifs pour augmenter la part des énergies renouvelables dans leur bouquet de production d'électricité afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps. Il existe un risque que le soutien gouvernemental lié aux incitatifs en faveur des énergies renouvelables change à tout moment et que l'augmentation supplémentaire de l'approvisionnement en projets d'énergie renouvelable auprès de producteurs d'électricité indépendants puisse être réduite ou suspendue à tout moment. En conséquence, la Société pourrait être amenée à réduire sa capacité à développer ses projets potentiels et pourrait subir des radiations importantes de projets potentiels.

Risques réglementaires et politiques

L'aménagement et l'exploitation des installations de production d'énergie sont assujettis aux modifications des exigences réglementaires gouvernementales et des lois applicables, notamment les règlements concernant l'environnement, les effets environnementaux imprévisibles, la conjoncture économique en général et d'autres questions indépendantes de la volonté de la Société.

De plus, l'exploitation d'une installation de production d'énergie est assujettie à une réglementation importante imposée par divers organismes gouvernementaux, à l'échelle municipale, provinciale, étatique et fédérale. Il existe toujours un risque que les politiques et les lois gouvernementales soient modifiées, ce qui pourrait avoir pour effet d'entraîner une augmentation des coûts et taux, notamment des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, de l'impôt sur le revenu et sur le capital et des taxes municipales. Ces modifications pourraient également avoir une incidence défavorable sur les produits de la Société.

La Société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses installations. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation des activités de la Société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des installations. Dans certains cas, ces permis doivent être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue de ces installations, et rien ne garantit que ces renouvellements seront accordés ni quelles seront les conditions d'un tel renouvellement. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la Société se conforme à leurs modalités.

Risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité des financements de partage fiscal

La Société détient une participation dans des projets pour lesquels des activités sur place et hors site sont ou ont été effectuées afin d'être admissibles aux incitatifs fiscaux d'énergie renouvelable aux États-Unis (CIP ou CII). Il n'y a aucune garantie que les projets seront admissibles aux CIP ou CII, ou s'ils le sont, qu'ils seront admissibles pour la pleine valeur des CIP ou CII. Il ne peut y avoir aussi aucune garantie que les CIP ou CII seront toujours disponibles. Toute nouvelle règle, tout nouveau règlement ou d'autres lignes directrices fiscales promulgués aux États-Unis (tels que modifiés ou mis à jour de temps à autre, y compris la loi sur la réduction de l'inflation adoptée en 2022) peuvent mettre en péril ou autrement nuire à l'efficacité de telles activités de projets sur place et hors site afin de rendre admissibles de tels projets pour la pleine valeur des CIP ou CII.

L'admissibilité des projets aux CIP ou CII est indispensable pour obtenir des financements de partage fiscal pour des projets éoliens et solaires. L'impossibilité de rendre admissibles les projets aux CIP ou CII, en tout ou en partie, aurait une incidence néfaste sur les options de financement pour ces projets. Si l'admissibilité d'un projet pour les CIP ou CII n'est pas obtenue, il pourrait y avoir une dépréciation significative de l'investissement de la Société dans ce projet.

D'autres mesures gouvernementales pourraient être prises pouvant, directement ou indirectement, restreindre la capacité de la Société de lever des financements de partage fiscal. Par exemple, par suite de la réforme fiscale adoptée à la fin de 2017, les taux d'imposition inférieurs pour les sociétés aux États-Unis pourraient avoir une incidence sur le montant de la participation au partage fiscal disponible pour certains projets ou d'une manière générale au marché, nuire à la capacité de la Société d'obtenir des sommes suffisantes de participation au partage fiscal à des conditions et à des taux avantageux pour la Société et ses projets.

Exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires

La Société est assujettie à différentes formes d'imposition dans divers territoires partout dans le monde, notamment l'impôt sur le revenu, la retenue d'impôt, l'impôt sur le capital, l'impôt foncier, les taxes de vente, les taxes sur les transferts et droits de mutation et les cotisations et charges sociales, qui peuvent être modifiés ou peuvent entraîner des désaccords avec les autorités fiscales concernant l'application de la législation fiscale. La législation fiscale et l'administration des impôts et taxes sont extrêmement complexes et exigent souvent de la Société qu'elle prenne des décisions subjectives. Le calcul des impôts et taxes comporte de nombreux facteurs, y compris l'interprétation de la législation fiscale dans divers territoires où la Société est ou pourrait devenir visée par des cotisations fiscales. L'estimation des actifs, des passifs, des recouvrements et des dépenses liés à l'impôt faite par la Société comporte d'importantes hypothèses, qui comprennent, notamment les taux d'imposition dans divers territoires, l'incidence des conventions fiscales entre les territoires et les projections relatives au revenu imposable. Dans la mesure où ces hypothèses diffèrent des résultats réels, la Société pourrait devoir inscrire des charges d'impôt et obligations fiscales supplémentaires, y compris des intérêts et des pénalités.

Acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable

L'acceptabilité sociale par les Premières Nations et les communautés autochtones de même que les communautés locales et les parties prenantes locales est essentielle à notre capacité à trouver et à développer de nouveaux sites appropriés pour des projets d'énergie renouvelable viables. Le défaut d'obtenir l'acceptabilité sociale adéquate pour un projet peut empêcher le développement et la construction d'un projet et conduire à la perte de tous les investissements dans le développement et à la radiation de ce projet potentiel.

Relations avec les communautés autochtones et les parties prenantes

La Société conclut divers types d'arrangements avec des collectivités ou des partenaires dans le cadre de coentreprises pour le développement de ses projets. Certains de ces partenaires peuvent avoir ou peuvent développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent de ceux de la Société ou qui pourraient entrer en conflit avec ceux-ci. De telles divergences pourraient avoir une incidence négative sur la réussite des projets de la Société. La Société est parfois tenue, au cours du processus d'obtention de permis et d'approbation, de donner des avis à divers groupes, y compris les communautés autochtones, les propriétaires fonciers, les municipalités et d'autres parties prenantes, et de les consulter. Tout retard imprévu dans le cadre de ce processus peut avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société à mener à bien un projet donné et, le cas échéant, dans les délais prévus.

Incapacité à obtenir les terrains appropriés

Il existe une importante concurrence pour obtenir les sites appropriés aux fins d'aménagement des nouvelles installations de production d'électricité. Les sites idéaux sont difficiles à trouver étant donné les caractéristiques géographiques, les restrictions légales et les droits de propriété qui restreignent naturellement les zones disponibles aux fins de l'aménagement d'un site. Rien ne garantit que la Société réussira à obtenir un site en particulier à l'avenir.

Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers

La Société peut, dans le cadre d'une expansion internationale de ses activités, faire face à des risques liés i) à sa capacité à intégrer efficacement les acquisitions futures, créer de nouveaux partenariats et développer, construire et exploiter des projets dans un marché d'approvisionnement et de réglementation non familier; ii) à la concurrence avec des entreprises plus établies; iii) aux fluctuations des cours du change; iv) au manque de connaissance des marchés étrangers, v) aux changements de la fiscalité locale et internationale et vi) à la concentration excessive d'actifs sur un marché étranger unique.

Risques liés au financement

Risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont conclus avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend du rendement de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait comporter un risque de liquidité. Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme sur obligations à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt et contrats de change.

La survenance de l'une des situations susmentionnées pourrait avoir un effet négatif important sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société. La Société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque de fluctuation des taux d'intérêt sur son financement par emprunt ou de fluctuation des devises étrangères ou du prix du marché de l'électricité. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

La nature des activités de gestion de l'énergie et des risques de la Société l'expose à des risques financiers, qui incluent, notamment : i) les variations défavorables des prix des matières premières, des taux d'intérêt ou des taux de change qui pourraient entraîner une perte financière ou une perte d'opportunité pour la Société; ii) un manque de contreparties en raison des conditions du marché ou d'autres circonstances pourrait empêcher la Société de liquider ou de compenser une position, notamment au cours ou près du cours antérieur, iii) la Société peut ne pas recevoir de fonds ou d'instruments de contreparties, notamment au moment prévu; iv) la contrepartie pourrait ne pas exécuter une obligation envers la Société; v) la perte résultant d'une erreur humaine ou d'une déficience des systèmes ou des contrôles de la Société; et vi) la perte résultant de contrats non exécutoires ou de transactions insuffisamment documentées.

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement

Les fluctuations des taux d'intérêt constituent une préoccupation particulièrement importante dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements, comme le secteur de l'énergie électrique. La Société est exposée aux risques liés aux taux d'intérêt et au refinancement de la dette à l'égard des facilités de crédit bancaire à taux variable utilisées pour les financements de construction et pour les financements à long terme. La capacité de la Société de refinancer à des conditions favorables la dette dépend des conditions des marchés des capitaux d'emprunt, qui sont de nature variable et difficiles à prévoir. La Société est également exposée aux risques liés à la fluctuation des taux d'intérêt et au refinancement, qui pourraient avoir une incidence sur la capacité de la Société à mobiliser des capitaux supplémentaires.

Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures

Les activités de la Société et de ses filiales sont assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la Société et de ses filiales pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : i) la capacité de la Société et de ses filiales d'obtenir à l'avenir un financement supplémentaire pour son fonds de roulement, ses dépenses en immobilisations, ses acquisitions ou ses autres projets en développement pourrait être restreinte; ii) la Société et ses filiales pourraient devoir affecter une partie importante des flux de trésorerie qu'elles tireront de leurs activités au paiement du capital et des intérêts sur leur dette, ce qui réduirait les fonds disponibles pour leurs activités futures; iii) certains des emprunts de la Société et de ses filiales seront à des taux d'intérêt variables, ce qui les exposera au risque de l'augmentation des taux d'intérêt; et iv) la Société

et ses filiales pourront être plus vulnérables aux ralentissements de l'économie et limitées dans leur capacité à se mesurer à la concurrence.

La Société et ses filiales sont assujetties à des restrictions financières et d'exploitation en raison de clauses restrictives figurant dans certains contrats de financement, de sûreté et de prêt. Ces clauses restrictives imposent des restrictions ou limitent la capacité de la Société et de ses filiales, entre autres, à contracter des dettes supplémentaires, à fournir des garanties relatives à la dette, à créer des charges, à aliéner des actifs, à effectuer des liquidations, dissolutions, fusions, regroupements ou à mettre en vigueur toute restructuration générale ou du capital, à verser des distributions ou des dividendes, à émettre des titres de participation et à créer des filiales. Ces restrictions peuvent limiter la capacité de la Société et de ses filiales à obtenir du financement supplémentaire, à résister au fléchissement des activités de la Société et de ses filiales et à tirer profit d'occasions d'affaires. De plus, la Société et ses filiales peuvent être tenues d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent la capacité de la Société et de ses filiales de faire croître leur entreprise, d'acquérir les actifs ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la Société ou ses filiales.

Changements dans la conjoncture économique générale

Des changements dans la conjoncture économique en général pourraient avoir une incidence sur l'évaluation de la valeur des actifs de la Société, ce qui pourrait avoir une incidence sur sa capacité de réunir des capitaux, notamment par le financement, le refinancement, la cession de certains actifs ou, en général, sur sa capacité d'exécuter sa stratégie. De plus, la plupart des CAÉ de la Société ont un prix fixe ajusté chaque année en fonction de l'inflation fondé sur une formule d'IPC. Si l'inflation est plus faible que prévu ou si elle diminue, les produits projetés de la Société, le BAIIA projeté ajusté et les flux de trésorerie disponibles pourraient être moins élevés que prévu ou réduits, ce qui aurait dans chaque cas une incidence sur le ratio de distribution.

Fluctuations des taux de change

La Société achète souvent de l'équipement auprès de fournisseurs étrangers. De ce fait, elle peut être exposée aux fluctuations du dollar canadien par rapport aux devises dans lesquelles ces achats sont libellés. Notre travail de développement et d'exploitation au Canada, en France, aux États-Unis et en Amérique latine nous expose aux fluctuations des devises étrangères.

Certains de nos produits et coûts sont libellés en dollars américains ou pourraient être libellés en devises autres que le dollar canadien. Des fluctuations des cours de change peuvent influencer sur les résultats de la Société qui sont déclarés en dollars canadiens.

La monnaie fonctionnelle et la monnaie de présentation de la Société est le dollar canadien. La Société est donc exposée aux variations nettes des cours du change par ses investissements, ses coûts d'exploitation et ses actifs à l'étranger. La volatilité des cours de change pourrait avoir un effet défavorable sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Autres risques

Possibilité que la Société ne puisse pas déclarer un dividende ou réduise le montant du dividende

Les porteurs d'actions ordinaires, d'actions série A et d'actions série C n'ont pas le droit de recevoir de dividendes sur ces actions sauf si le conseil d'administration en déclare. La Société n'est soumise à aucune restriction qui l'empêcherait de verser des dividendes ou des distributions. La déclaration de dividendes et leur montant sont à la discrétion du conseil d'administration même si la Société dispose de suffisamment de fonds, déduction faite des dettes, pour verser ces dividendes.

La Société peut ne pas déclarer ni verser un dividende si l'encaisse de la Société disponible pour distribution n'est pas suffisante ou si elle a des motifs raisonnables de croire i) que la Société ne peut, ou ne pourrait de ce fait, acquitter son passif à échéance; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et du capital déclaré de ses actions en circulation. Aucune garantie ne peut être donnée quant au versement éventuel d'un dividende de la Société ni, le cas échéant, quant à la fréquence ou au montant de ce dividende.

Caractère insuffisant de la couverture d'assurances

Bien que la Société maintienne une couverture d'assurances qui, selon elle, serait maintenue par un propriétaire ou exploitant prudent d'installations ou de projets similaires, il est impossible de garantir que celle-ci continuera d'être offerte à des conditions acceptables sur le plan économique ni que sont assurables ou assurés tous les événements qui pourraient donner lieu à une perte ou à un sinistre éventuel, ni que les montants d'assurance seront suffisants pour couvrir chacune des pertes ou réclamations pouvant survenir relativement aux activités et aux actifs de la Société. Les couvertures d'assurances à souscrire relativement aux actifs d'un projet et aux installations peuvent être fixées par les accords de financement du projet et/ou les CAÉ. En outre, la Société peut entreprendre des travaux de construction ou réaliser des acquisitions alors qu'il pourrait être difficile d'obtenir de l'assurance, que la souscription d'une assurance n'est pas rentable ou que l'assurance est autrement insuffisante pour couvrir chacune des pertes ou réclamations pouvant survenir relativement aux nouveaux actifs ou aux nouvelles activités. Certains éléments des activités de la Société ne sont pas assurés, soit comme il est d'usage dans l'industrie, soit lorsque le coût de la protection n'est pas viable sur le plan économique. Les polices d'assurance font généralement l'objet d'un examen annuel par les assureurs respectifs et rien ne garantit que des modalités équivalentes ou plus favorables seront offertes à chaque renouvellement. Une perte importante, qui n'est pas assurée ou qui dépasse largement les limites des polices d'assurance, ou le défaut de renouveler les polices d'assurance à des conditions équivalentes ou plus favorables pourraient avoir une incidence importante sur les activités de la Société, y compris ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie, de même que sur sa réputation auprès des clients, des investisseurs, des prêteurs, des organismes de réglementation, des gouvernements et des marchés financiers.

Capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés

Les dirigeants et les autres employés clés de la Société jouent un rôle important dans le succès de celle-ci. La conduite des activités de la Société et l'exécution de la stratégie de croissance de celle-ci reposent essentiellement sur le travail d'équipe. Le rendement ainsi que la croissance future de la Société dépendent en grande partie des aptitudes, de l'expérience et des efforts des membres de l'équipe de la direction. La capacité de la Société à maintenir en poste les membres de l'équipe de la direction ou à attirer des remplaçants adéquats dans l'éventualité où des membres clés de l'équipe de la direction venaient à quitter la Société est tributaire de la nature concurrentielle du marché de l'emploi.

La perte des services de membres clés de l'équipe de direction ou une diminution de leur disponibilité pourrait avoir une incidence défavorable sur les perspectives d'avenir, sur la situation financière et sur les flux de trésorerie de la Société.

En outre, une telle perte pourrait être perçue de façon négative sur les marchés des capitaux. Aussi, le succès de la Société dépend largement de sa capacité continue à attirer, former et maintenir en poste des employés qualifiés afin de répondre à ses besoins du moment.

Litiges

Dans le cours normal de ses activités, la Société pourrait être partie à diverses poursuites judiciaires, notamment intentées pour faire valoir une réclamation en cas de blessures corporelles, de dommages matériels et de différends en matière d'impôts fonciers, de droits fonciers et de contrats. La Société constitue des provisions adéquates à l'égard des réclamations en cours ou en suspens. L'issue définitive des poursuites en cours, en suspens ou futures ne peut être prédite avec certitude et, par conséquent, il n'est pas certain qu'elle n'aura pas une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société au cours d'un trimestre ou d'un exercice donné.

La notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée

Les notes attribuées à la Société, aux actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A et aux actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif, série C (la « notation » ou « note ») constituent une évaluation, par les agences de notation, de la capacité de la Société de s'acquitter de ses obligations. La notation est fondée sur certaines hypothèses au sujet du rendement et de la structure du capital futur de la Société qui peuvent refléter ou non le rendement ou la structure du capital réel de la Société. Les changements à la notation à l'avenir peuvent avoir une incidence sur le cours ou la valeur et la liquidité des titres de la Société. Rien ne garantit qu'une notation demeurera en vigueur pendant une période donnée, ni que la note ne sera pas abaissée ou retirée entièrement par les agences de notation.

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

Étant donné que les prix de l'électricité achetée de certaines installations en exploitation fluctuent selon le cours du marché de l'électricité, les produits de ces centrales sur le marché de l'électricité ou aux termes du CAÉ applicable fluctueront. Une augmentation de la volatilité du prix au comptant rendrait moins prévisibles les produits éventuels et le BAIIA ajusté et pourrait avoir une incidence négative sur les résultats de la Société.

Conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte

Plusieurs des principaux actifs de la Société sont situés à l'étranger. Bien que les environnements d'exploitation dans ces territoires soient considérés comme favorables par rapport à ceux d'autres pays, il y a encore des risques économiques, sociaux et politiques liés à l'exploitation à l'étranger. Ces risques comprennent, notamment, le terrorisme, la prise d'otage, la guerre, des troubles civils ou la répression militaire, l'expropriation, le rapatriement ou la nationalisation sans compensation adéquate, des fluctuations extrêmes des taux de change, des taux élevés d'inflation et des conflits de travail, ou l'annulation ou la renégociation des concessions, licences, permis et contrats existants, la difficulté à faire valoir des jugements dans de tels territoires, les changements aux régimes fiscaux et de redevances, les changements aux régimes de réglementation environnementale, l'instabilité politique locale, juridique et économique, le népotisme, les subventions visant les industries en concurrence avec les nôtres, la difficulté à obtenir les principaux équipements et leurs composants, le contrôle des taux de changes et une législation défavorable du pays hôte.

L'incertitude économique, sociale et politique du pays hôte peut survenir à la suite d'un manque de soutien à nos activités dans les communautés locales à proximité des propriétés d'Innergex. Les changements dans les politiques en matière de ressources renouvelables, d'énergie ou d'investissement ou des changements dans les attitudes politiques peuvent également avoir une incidence défavorable sur les activités de la Société. L'effet de ces facteurs ne peut être prévu avec exactitude. Bien que les effets de la concurrence augmentent la probabilité d'efficacité du marché et profiteront aux propriétés d'Innergex, l'élimination des subventions relatives aux coûts de l'énergie peut accroître l'incapacité des consommateurs finaux à payer pour l'électricité et conduire à une opposition politique aux initiatives de privatisation et avoir une incidence défavorable sur les propriétés et les opérations d'Innergex.

Réclamations défavorables sur les titres de propriété

Bien que la Société ait pris des précautions raisonnables pour s'assurer que le titre légal de ses propriétés est correctement documenté, il ne peut y avoir aucune assurance de titre sur ses intérêts de propriété, ou qu'un tel titre sera garanti en définitive. Cependant, les résultats des enquêtes de la Société ne devraient pas être interprétés comme une garantie de titre. Aucune assurance ne peut être donnée que les gouvernements concernés ne révoqueront pas ou ne changeront pas sensiblement les conditions de l'exploration applicable et les autorisations minières, ni que cette exploration et ces autorisations minières ne seront pas remises en question ou contestées par des tiers. Les intérêts de propriété de la Société peuvent aussi être soumis aux ententes non enregistrées antérieures ou transferts ou autres revendications territoriales et le titre peut être touché par des défauts non détectés et des lois et règlements défavorables.

La Société ne peut garantir que les titres de ses propriétés ne seront pas contestés. L'assurance de titre n'est pas toujours disponible, ou disponible à des conditions acceptables, et la capacité de la Société de s'assurer qu'elle a obtenu des réclamations garanties sur des propriétés individuelles peut être sérieusement limitée. Une contestation fructueuse à une zone précise et à l'emplacement de ces réclamations pourrait donner lieu à l'incapacité de la Société d'exploiter sur ses propriétés comme permis ou à l'incapacité de faire respecter ses droits en ce qui concerne ses propriétés.

Dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger les droits et l'information confidentielle de la Société

Le succès de la Société et sa position concurrentielle dépendent en partie de ses méthodes exclusives et de sa propriété intellectuelle. Bien que la Société cherche à protéger ses droits de propriété par différents moyens, elle ne peut pas garantir que les mesures de protection qu'elle a prises sont adéquates afin de protéger ces droits.

La Société compte aussi sur des ententes de confidentialité avec certains employés, consultants et autres tiers pour protéger, en partie, des secrets commerciaux et d'autres informations exclusives. Ces ententes pourraient être violées et la Société pourrait ne pas avoir de recours adéquats pour une telle violation. De plus, des tiers pourraient indépendamment développer des informations exclusives essentiellement équivalentes ou obtenir l'accès à des secrets commerciaux ou à des informations exclusives de la Société.

Risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite de représentants de la Société

Le succès de la Société peut être compromis par des événements touchant sa réputation. Dans certains cas, la Société peut subir les contrecoups ou être tenue responsable des actions de ses administrateurs, dirigeants ou employés et de tiers qui agissent pour la Société ou en son nom. Bien que cette dernière cherche à protéger sa réputation au moyen de ses politiques, procédures et contrôles internes, il existe un risque que des événements ou des actions de certains représentants de la Société puissent nuire à sa réputation. Des atteintes à la réputation de la Société pourraient nuire à ses relations avec divers intervenants, partenaires, gouvernements, employés, actionnaires et le grand public. Cette situation pourrait, entre autres, entraîner des occasions d'affaires perdues, des pertes de revenus, des litiges et réduire la capacité de la Société à mobiliser des capitaux supplémentaires. Les atteintes à la réputation pourraient également réduire la capacité de la Société d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les dirigeants et les employés clés, réduire l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable et influencer sur le soutien gouvernemental visant à accroître la production d'électricité par les producteurs indépendants d'électricité.

10- 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 verser un dividende 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, de la disponibilité de ressources en capital et de l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun, de la conjoncture économique favorable et des conditions favorables du marché des capitaux, des prix moyens au comptant du marché conformes aux courbes de prix externes et aux prévisions internes, de l'absence de fluctuations importantes du taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien et entre l'euro et le dollar canadien, de l'absence de variations importantes des taux d'intérêt, de la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, de l'absence d'intervention politique et réglementaire défavorable, 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, les activités d'exploitation et d'entretien imprévus et l'entretien accru de l'équipement vieillissant; 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 et la variabilité du rendement; 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 par participation au partage fiscal; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les communautés autochtones et 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.

Responsabilité de l'information financière

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») ainsi que toute l'information contenue dans les présentes au sujet de la Société sont la responsabilité de la direction.

Ces états financiers consolidés ont été préparés par la direction conformément aux **normes IFRS de comptabilité publiées par l'IASB** au moyen des méthodes comptables détaillées présentées dans les notes annexes. La direction est d'avis que les états financiers consolidés ont été préparés sur la base de critères acceptables à l'aide d'estimations justifiables et raisonnables. L'information financière de la Société, présentée ailleurs dans le rapport annuel, est conforme à celle fournie dans les états financiers consolidés.

La direction maintient des systèmes de contrôles internes efficaces et de qualité supérieure pour la comptabilité et la gestion, tout en s'assurant que les coûts sont raisonnables. Ces systèmes lui donnent l'assurance que l'information financière est pertinente, précise et fiable et que les actifs de la Société sont correctement comptabilisés et bien protégés.

Il incombe au conseil d'administration de la Société de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de la présentation de l'information financière. De plus, le conseil d'administration assume l'ultime responsabilité d'examiner et d'approuver les états financiers consolidés de la Société. Le conseil d'administration s'acquitte de cette responsabilité par l'intermédiaire de son comité d'audit.

Le comité d'audit est nommé par le conseil d'administration, et tous ses membres sont des administrateurs externes non liés.

Le comité d'audit se réunit avec la direction, ainsi qu'avec l'auditeur indépendant, afin de discuter du contrôle interne à l'égard de l'information financière, de l'audit de l'information financière et d'autres sujets relatifs à l'information financière, ainsi que pour s'assurer que chaque partie s'acquitte convenablement de ses responsabilités. De plus, le comité d'audit examine le rapport annuel, les états financiers consolidés et le rapport des auditeurs indépendants. Le comité d'audit soumet ses constatations à l'examen du conseil d'administration aux fins de l'approbation des états financiers consolidés avant leur diffusion auprès des actionnaires. Le comité d'audit étudie également la question de retenir les services d'un auditeur indépendant, ou de reconduire le mandat de celui-ci, qui est soumise à l'examen du conseil d'administration et à l'approbation des actionnaires.

Ces états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration de la Société. Les états financiers consolidés de la Société ont été audités par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., l'auditeur indépendant, conformément aux **normes d'audit généralement reconnues du Canada**, pour le compte des actionnaires. KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a un accès complet et sans restriction au comité d'audit.

[s] Michel Letellier
Michel Letellier, MBA
Président et chef de la direction

[s] Jean Trudel
Jean Trudel, MBA
Chef de la direction financière

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, le 21 février 2024



KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.
600 Boul. de Maisonneuve Ouest
Bureau 1500, Tour KPMG
Montréal (Québec) H3A 0A3
Canada
Tél. : 514-840-2100
Télééc. : 514-840-2187

RAPPORT DE L'AUDITEUR INDÉPENDANT

Aux actionnaires d'Innergex énergie renouvelable inc.

Opinion

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés d'Innergex énergie renouvelable inc. (« l'entité »), qui comprennent :

- les états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022;
- les comptes consolidés de résultat pour les exercices clos à ces dates;
- les états consolidés du résultat global pour les exercices clos à ces dates;
- les états consolidés des variations des capitaux propres pour les exercices clos à ces dates;
- les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates;
- ainsi que les notes annexes, y compris le résumé des informations significatives sur les méthodes comptables;

(ci-après, les « états financiers »).

À notre avis, les états financiers ci-joints donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de l'entité au 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022, ainsi que de sa performance financière consolidée et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux normes IFRS de comptabilité publiées par l'International Accounting Standards Board.

Fondement de l'opinion

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section « **Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers** » de notre rapport de l'auditeur.

Nous sommes indépendants de l'entité conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à notre audit des états financiers au Canada et nous nous sommes acquittés des autres responsabilités déontologiques qui nous incombent selon ces règles.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Questions clés de l'audit

Les questions clés de l'audit sont les questions qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importantes dans l'audit des états financiers de l'exercice clos le 31 décembre 2023. Ces questions ont été traitées dans le contexte de notre audit des états financiers pris dans leur ensemble et aux fins de la formation de notre opinion sur ceux-ci, et nous n'exprimons pas une opinion distincte sur ces questions.

Nous avons déterminé que la question décrite ci-après constitue la question clé de l'audit qui doit être communiquée dans notre rapport de l'auditeur.

Évaluation de l'analyse de la dépréciation des installations exposées au risque de prix du marché et d'une installation en construction à Hawaii

Description de la question

Nous attirons l'attention sur les notes 2, 3 et 15 des états financiers. L'entité a des immobilisations corporelles de 6 560 814 \$ et a comptabilisé une charge de dépréciation de 118 857 \$ au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023. Ces actifs non financiers sont en partie liés à des installations qui sont exposées au risque de prix du marché et à une installation en construction à Hawaii.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, l'entité examine la valeur comptable de ses actifs non financiers, à l'exception du goodwill, afin de déterminer s'il y a une indication de dépréciation. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») est estimée. Si la valeur recouvrable d'un actif ou d'une UGT est inférieure à sa valeur comptable, la valeur comptable est ramenée à sa valeur recouvrable. Une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Dans le cadre de l'évaluation de la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimatifs sont actualisés par l'entité au moyen d'un taux d'actualisation qui reflète l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques propres aux actifs ou à l'UGT.

Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'hypothèses importantes de l'entité, comme les taux d'actualisation et :

- pour les installations qui sont exposées au risque de prix du marché : les prix de vente futurs;
- pour l'installation en construction à Hawaii : le calendrier et les coûts d'achèvement de la construction et les prix de vente futurs.

Raisons pour lesquelles il s'agit d'une question clé de l'audit

Nous avons déterminé que l'évaluation de l'analyse de la dépréciation des installations exposées au risque de prix du marché et d'une installation en construction à Hawaii constituait une question clé de l'audit. Cette question concerne un aspect considéré comme présentant des risques importants d'anomalies significatives en raison de l'ampleur de ces actifs non financiers et du degré élevé d'incertitude relative aux estimations dans la détermination de la valeur recouvrable de ces actifs non financiers. De plus, des jugements importants de la part de l'auditeur et des compétences et connaissances spécialisées ont été nécessaires à l'évaluation des résultats de nos procédures d'audit en raison de la sensibilité de la détermination de la valeur recouvrable par l'entité à des changements mineurs dans les hypothèses importantes.

Façon dont la question a été traitée dans le cadre de l'audit

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question clé de l'audit.

- Dans le cas des installations qui sont exposées au risque de prix du marché, nous avons évalué le caractère approprié des hypothèses de l'entité relatives aux prix de vente futurs en les comparant aux prévisions sectorielles de tiers propres aux régions.
- Dans le cas de l'installation en construction à Hawaii, nous avons évalué le caractère approprié des hypothèses importantes de l'entité :
 - relatives au calendrier et aux coûts d'achèvement de la construction en examinant la documentation source pour les coûts prévus sélectionnés et en faisant des demandes d'informations auprès des gestionnaires de projet pour évaluer les progrès réalisés à ce jour et les facteurs ayant une incidence sur le temps et les coûts nécessaires à l'achèvement du projet;
 - relatives aux prix de vente futurs en les comparant à ceux du contrat.



Nous avons demandé à des professionnels en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ces professionnels nous ont aidés à évaluer le caractère approprié des hypothèses de l'entité relatives aux taux d'actualisation en comparant les données relatives aux taux d'actualisation aux données de marché publiées pour des entités comparables.

Autres informations

La responsabilité des autres informations incombe à la direction. Les autres informations se composent :

- des informations contenues dans le rapport de gestion déposé auprès des commissions des valeurs mobilières canadiennes compétentes;
- des informations contenues dans un document susceptible de s'intituler « Rapport annuel 2023 », autres que les états financiers et le rapport de l'auditeur sur ces états.

Notre opinion sur les états financiers ne s'étend pas aux autres informations et nous n'exprimons et n'exprimerons aucune forme d'assurance que ce soit sur ces informations.

En ce qui concerne notre audit des états financiers, notre responsabilité consiste à lire les autres informations désignées ci-dessus et, ce faisant, à apprécier s'il existe une incohérence significative entre celles-ci et les états financiers ou la connaissance que nous avons acquise au cours de l'audit, et à demeurer attentifs aux éléments indiquant que les autres informations semblent comporter une anomalie significative.

Nous avons obtenu les informations contenues dans le rapport de gestion déposé auprès des commissions des valeurs mobilières canadiennes compétentes et les informations contenues dans un document susceptible de s'intituler « Rapport annuel 2023 », autres que les états financiers et le rapport de l'auditeur sur ces états, à la date du présent rapport de l'auditeur. Si, à la lumière des travaux que nous avons effectués sur ces autres informations, nous concluons à la présence d'une anomalie significative dans ces autres informations, nous sommes tenus de signaler ce fait dans le rapport de l'auditeur.

Nous n'avons rien à signaler à cet égard.

Responsabilités de la direction et des responsables de la gouvernance à l'égard des états financiers

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle des états financiers conformément aux normes IFRS de comptabilité publiées par l'International Accounting Standards Board, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Lors de la préparation des états financiers, c'est à la direction qu'il incombe d'évaluer la capacité de l'entité à poursuivre son exploitation, de communiquer, le cas échéant, les questions relatives à la continuité de l'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si la direction a l'intention de liquider l'entité ou de cesser son activité ou si aucune autre solution réaliste ne s'offre à elle.

Il incombe aux responsables de la gouvernance de surveiller le processus d'information financière de l'entité.

Responsabilités de l'auditeur à l'égard de l'audit des états financiers

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers pris dans leur ensemble sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et de délivrer un rapport de l'auditeur contenant notre opinion.

L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada permettra toujours de détecter toute anomalie significative qui pourrait exister.

Les anomalies peuvent résulter de fraudes ou d'erreurs et elles sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, individuellement ou collectivement, elles puissent influencer sur les décisions économiques que les utilisateurs des états financiers prennent en se fondant sur ceux-ci.



Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada, nous exerçons notre jugement professionnel et faisons preuve d'esprit critique tout au long de cet audit.

En outre :

- nous identifions et évaluons les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;

- nous acquérons une compréhension des éléments du contrôle interne pertinents pour l'audit afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière;
- nous tirons une conclusion quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité de l'exploitation et, selon les éléments probants obtenus, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de l'entité à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport de l'auditeur sur les informations fournies dans les états financiers au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport de l'auditeur. Des événements ou situations futurs pourraient par ailleurs amener l'entité à cesser son exploitation;
- nous évaluons la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers représentent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle;
- nous communiquons aux responsables de la gouvernance notamment l'étendue et le calendrier prévus des travaux d'audit et nos constatations importantes, y compris toute déficience importante du contrôle interne que nous aurions relevée au cours de notre audit;
- nous fournissons aux responsables de la gouvernance une déclaration précisant que nous nous sommes conformés aux règles de déontologie pertinentes concernant l'indépendance, et leur communiquons toutes les relations et les autres facteurs qui peuvent raisonnablement être considérés comme susceptibles d'avoir des incidences sur notre indépendance ainsi que les sauvegardes connexes, s'il y a lieu;
- nous obtenons des éléments probants suffisants et appropriés concernant l'information financière des entités et activités de l'entité du groupe pour exprimer une opinion sur les états financiers. Nous sommes responsables de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit du groupe, et assumons l'entière responsabilité de notre opinion d'audit;



- parmi les questions communiquées aux responsables de la gouvernance, nous déterminons quelles ont été les plus importantes dans l'audit des états financiers de la période considérée : ce sont les questions clés de l'audit. Nous décrivons ces questions dans notre rapport de l'auditeur, sauf si des textes légaux ou réglementaires en empêchent la publication ou si, dans des circonstances extrêmement rares, nous déterminons que nous ne devrions pas communiquer une question dans notre rapport de l'auditeur parce que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les conséquences néfastes de la communication de cette question dépassent les avantages pour l'intérêt public.

L'associé responsable de la mission d'audit au terme de laquelle le présent rapport de l'auditeur est délivré est Mathieu Lefebvre.

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

Montréal, Canada
Le 21 février 2024

*CPA auditeur, permis de comptabilité publique n° A134987

COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2023	2022 (note 2)
Produits		969 890	870 494
Crédits d'impôt sur la production		71 684	64 729
Produits et crédits d'impôt sur la production		1 041 574	935 223
Charges			
Exploitation	6	232 795	207 768
Frais généraux et administratifs	6	69 242	53 071
Projets potentiels	6	27 162	24 740
Mise en œuvre de la solution d'ERP	6	12 651	2 357
Amortissements	15, 16	361 292	336 053
Dépréciation d'actifs non courants	15, 17	118 857	47 868
Résultat d'exploitation		219 575	263 366
Charges financières	7	348 386	317 842
Autres charges (produits), montant net	8	27 031	(6 547)
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	9	(16 791)	(14 382)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	10 b)	13 676	64 145
Perte avant impôt sur le résultat		(152 727)	(97 692)
Recouvrement d'impôt sur le résultat	11	(46 913)	(6 577)
Perte nette		(105 814)	(91 115)
Perte nette attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(98 451)	(81 619)
Participations ne donnant pas le contrôle	26	(7 363)	(9 496)
		(105 814)	(91 115)
Perte nette par action attribuable aux propriétaires :			
Perte nette par action, de base (\$)	12	(0,51)	(0,43)
Perte nette par action, diluée (\$)	12	(0,51)	(0,43)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2023	2022
Perte nette		(105 814)	(91 115)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :			
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger	5, 24	(27 705)	97 131
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	10, 24	(4 530)	(3 484)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	5, 10, 24	(41 792)	220 511
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie	9, 24	(3 705)	9 683
Impôt différé connexe	24	10 168	(56 598)
Autres éléments du résultat global		(67 564)	267 243
Total du résultat global		(173 378)	176 128
Total du résultat global attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(160 337)	159 372
Participations ne donnant pas le contrôle		(13 041)	16 756
		(173 378)	176 128

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		31 décembre 2023	31 décembre 2022
	Notes		
ACTIFS			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		159 244	162 971
Liquidités soumises à restrictions	13	40 099	54 670
Débiteurs	14	232 694	179 299
Instruments financiers dérivés	10	38 017	33 833
Charges payées d'avance et autres		48 052	37 169
Actifs détenus en vue de la vente	15	—	59 217
Total des actifs courants		518 106	527 159
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	15	6 560 814	6 212 371
Immobilisations incorporelles	16	1 273 059	1 268 960
Frais de développement liés aux projets	17	34 255	41 151
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	9	130 009	135 786
Instruments financiers dérivés	10	63 689	92 504
Actifs d'impôt différé	11	87 860	68 785
Goodwill	18	176 608	139 676
Autres actifs non courants	19	95 426	116 035
Total des actifs non courants		8 421 720	8 075 268
Total des actifs		8 939 826	8 602 427
PASSIFS			
Passifs courants			
Fournisseurs et autres créditeurs	20	280 382	248 659
Instruments financiers dérivés	10	30 780	22 018
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs	21, 22	255 285	380 147
Total des passifs courants		566 447	650 824
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés	10	66 610	79 069
Prêts et emprunts à long terme	21	6 032 269	5 384 813
Autres passifs	22	540 550	463 863
Passifs d'impôt différé	11	528 622	537 431
Total des passifs non courants		7 168 051	6 465 176
Total des passifs		7 734 498	7 116 000
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		1 086 883	1 316 195
Participations ne donnant pas le contrôle	26	118 445	170 232
Total des capitaux propres		1 205 328	1 486 427
Total des passifs et des capitaux propres		8 939 826	8 602 427

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercice clos le 31 décembre 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
Perte nette	—	—	—	—	(98 451)	—	(98 451)	(7 363)	(105 814)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(61 886)	(61 886)	(5 678)	(67 564)
Total du résultat global	—	—	—	—	(98 451)	(61 886)	(160 337)	(13 041)	(173 378)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	2 541	—	—	—	—	—	2 541	—	2 541
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 23)	(1 103)	1 103	—	—	—	—	—	—	—
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	3 274	—	—	—	—	3 274	—	3 274
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)	459	—	—	—	—	(2 188)	—	(2 188)
Cessions d'entreprises (note 5)	—	—	—	—	—	—	—	119	119
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle (note 4)	—	—	—	—	(5 468)	332	(5 136)	(2 298)	(7 434)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 26)	—	—	—	—	88 500	(2 226)	86 274	5 792	92 066
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 23)	—	—	—	—	(147 058)	—	(147 058)	—	(147 058)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 23)	—	—	—	—	(5 632)	—	(5 632)	—	(5 632)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(42 359)	(42 359)
Solde au 31 décembre 2023	1 267	2 582 968	131 069	2 819	(1 764 130)	132 890	1 086 883	118 445	1 205 328

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercice clos le 31 décembre 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	—	—	—	—	(81 619)	—	(81 619)	(9 496)	(91 115)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	240 991	240 991	26 252	267 243
Total du résultat global	—	—	—	—	(81 619)	240 991	159 372	16 756	176 128
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 \$)	(5 432)	—	—	—	—	—	(5 432)	—	(5 432)
Actions ordinaires émises par le biais du Régime de réinvestissement de dividendes	1 301	—	—	—	—	—	1 301	—	1 301
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	—	2 598	—	—	—	—	2 598	—	2 598
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)	386	—	—	—	—	(2 880)	—	(2 880)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle (déduction faite de l'impôt différé de 17 100 \$)	—	—	—	—	11 815	6 303	18 118	(65 400)	(47 282)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(146 957)	—	(146 957)	—	(146 957)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	—	—	—	—	(5 632)	—	(5 632)	—	(5 632)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(48 692)	(48 692)
Solde au 31 décembre 2022	485	2 581 173	131 069	2 819	(1 596 021)	196 670	1 316 195	170 232	1 486 427

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

		Exercices clos les 31 décembre	
		2023	2022 (Montants ajustés - note 2)
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
	Notes		
Perte nette		(105 814)	(91 115)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissements	15, 16	361 292	336 053
Dépréciation d'actifs non courants	15, 17	118 857	47 868
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	9	(16 791)	(14 382)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	10	(9 649)	141 859
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal		(73 460)	(67 182)
Variation de la juste valeur des contreparties éventuelles	22	25 563	—
Autres		587	91
Charges financières	7	348 386	317 842
Charges financières payées	25 b)	(284 387)	(228 361)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées	9	18 930	22 028
Recouvrement d'impôt sur le résultat	11	(46 913)	(6 577)
Impôt sur le résultat payé		(5 929)	(2 730)
Incidence de la variation des taux de change		582	(10 633)
		331 254	444 761
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	25 a)	(33 401)	(14 518)
		297 853	430 243
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(150 114)	(149 193)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle		(42 359)	(48 692)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	26	99 759	—
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	25 c)	1 469 145	1 717 541
Remboursement de la dette à long terme	25 c)	(1 025 345)	(1 509 591)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	4	(7 434)	(64 382)
Paiement d'autres passifs	22	(7 135)	(4 834)
Produit de l'émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission		—	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		(2 188)	(2 880)
Paiement des retenues à la source liées à l'exercice d'options d'achat d'actions et au régime d'actions liées au rendement		(1 050)	(2 769)
		333 279	133 154
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Acquisitions d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	4	(47 810)	(418 044)
Variation des liquidités soumises à restrictions		17 528	9 256
Ajouts aux immobilisations corporelles, montant net		(685 089)	(119 189)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(2 113)	(2 508)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(8 488)	(29 632)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		—	(325)
Produit tiré des paiements de résiliation de contrats de fourniture des systèmes de stockage d'énergie par batteries	17	18 159	—
Produit tiré de la cession d'actifs détenus en vue de la vente	15	59 426	—
Autres		14 678	(10 942)
		(633 709)	(571 384)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(1 150)	4 692
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(3 727)	(3 295)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice		162 971	166 266
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice		159 244	162 971

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 25 « Renseignements supplémentaires sur les tableaux consolidés des flux de trésorerie ».

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés 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 débetures 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 consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration le 21 février 2024.

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Déclaration de conformité

Ces états financiers consolidés ont été préparés conformément aux normes IFRS de comptabilité (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). Les méthodes comptables significatives de la Société sont décrites à la note 2. Ces méthodes ont été appliquées de manière uniforme à tous les exercices présentés, sauf indication contraire.

Base d'évaluation

Les états financiers consolidés 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 consolidés sont présentés en dollars canadiens, soit la monnaie fonctionnelle de la Société.

2. MÉTHODES COMPTABLES SIGNIFICATIVES

Principes de consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et des filiales qu'elle contrôle. La Société détient le contrôle lorsqu'elle détient le pouvoir sur la filiale, lorsqu'elle est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et lorsqu'elle a la capacité d'exercer son pouvoir pour influencer sur ses rendements. Les filiales contrôlées par la Société sont consolidées à compter de la date d'entrée en vigueur de l'acquisition jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la cession ou de la perte de contrôle.

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales importantes de la Société à la fin de la période de présentation de l'information financière.

Nom des filiales	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société
Upper Lillooet Limited Partnership	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	100,00 %
Innergex Inc.	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens	Canada	100,00 %
Big Silver Creek Power Limited Partnership	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	100,00 %
Innergex Cartier énergie S.E.C.	Posséder et exploiter des parcs éoliens	Canada	100,00 %
Innergex SSMarie Holdco LP	Posséder et exploiter un parc solaire	Canada	100,00 %
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Canada	50,01 %
Parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (MU) S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Canada	50,00 %
Mountain Air Alternatives LLC et ses filiales	Posséder et exploiter des parcs éoliens	États-Unis	100,00 %
Foard City Holdings, LLC	Posséder et exploiter un parc éolien	États-Unis	100,00 %
Phoebe Energy Project, LLC	Posséder et exploiter un parc solaire	États-Unis	100,00 %
Hillcrest Solar I, LLC	Posséder et exploiter un parc solaire	États-Unis	100,00 %
Griffin Trail Wind, LLC	Posséder et exploiter un parc éolien	États-Unis	100,00 %
Innergex HQI USA LLC ¹	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	États-Unis	50,00 %
Boswell Springs	Construire un parc éolien	États-Unis	100,00 %
Innergex France S.A.S.	Posséder et exploiter des parcs éoliens	France	70,00 %
Aela Generación S.A. et ses filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des parcs solaires	Chili	100,00 %

1. Selon les modalités des contrats en vertu desquels ces entités ont été établies, la Société est exposée et a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice, et elle a la capacité de diriger les activités de ces entités qui influent le plus sur les rendements.

Participations dans des coentreprises et des entreprises associées

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint s'entend du partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Les entreprises associées sont les entités ayant des politiques financières et d'exploitation sur lesquelles la Société exerce une influence notable, mais non le contrôle. La Société est présumée avoir une influence notable lorsqu'elle détient entre 20 % et 50 % des droits de vote d'une autre entité.

Pour déterminer si la Société exerce un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une entreprise, la Société doit émettre des hypothèses et formuler des jugements critiques dans le cadre de l'évaluation des exigences de classement.

Le bénéfice, les actifs et passifs des coentreprises et des entreprises associées sont comptabilisés dans les présents états financiers consolidés selon la méthode de la mise en équivalence. Selon cette méthode, une participation dans une coentreprise ou une entreprise associée est initialement comptabilisée au coût dans l'état consolidé de la situation financière, puis est ajustée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le bénéfice (la perte) et les autres éléments du résultat global de la coentreprise ou de l'entreprise associée. Si la quote-part de la Société dans les pertes d'une coentreprise ou d'une entreprise associée est supérieure à sa participation dans celle-ci (y compris toute participation à long terme qui, en substance, constitue une partie de l'investissement net de la Société dans la coentreprise), la Société cesse de comptabiliser sa quote-part dans les pertes à venir. Des pertes additionnelles ne sont comptabilisées que dans la mesure où la Société a contracté une obligation légale ou implicite ou a effectué des paiements au nom de la coentreprise ou de l'entreprise associée.

Une participation est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence à partir de la date à laquelle l'entité émettrice devient une coentreprise ou une entreprise associée. Lors de l'acquisition de la participation dans une coentreprise ou une entreprise associée, tout excédent du coût de la participation par rapport à la quote-part de la Société dans la juste valeur des actifs et des passifs identifiables de l'entité émettrice est comptabilisé à titre de goodwill, qui est inclus dans la valeur comptable de la participation. Tout excédent de la quote-part de la Société dans la juste valeur nette des actifs et des passifs identifiables sur le coût de la participation, après réévaluation, est immédiatement comptabilisé en résultat net.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société examine la valeur comptable de ses participations dans des coentreprises et des entreprises associées afin de déterminer s'il existe une indication de dépréciation. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de la participation nette est estimée. Puisque le goodwill qui fait partie de la valeur comptable d'une participation nette dans une entreprise associée ou une coentreprise n'est pas comptabilisé séparément, on ne le soumet pas à des tests de dépréciation séparément en appliquant les dispositions relatives aux tests de dépréciation du goodwill. C'est plutôt la valeur comptable totale de la participation que l'on soumet à des tests de dépréciation, en tant qu'actif unique, en comparant sa valeur recouvrable (à savoir la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente) avec sa valeur comptable. Toute perte de valeur comptabilisée dans ces circonstances fait partie de la valeur comptable de la participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise et n'est affectée à aucun actif, goodwill compris. En conséquence, toute reprise de cette perte de valeur est comptabilisée dans la mesure où la valeur recouvrable de la participation nette augmente ultérieurement.

Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. La contrepartie transférée est évaluée selon la somme des justes valeurs des actifs transférés et des passifs engagés ou repris, à la date d'acquisition, et des instruments de capitaux propres émis par la Société en échange du contrôle de l'entreprise acquise. Le cas échéant, la contrepartie transférée comprend tous les actifs ou passifs découlant d'une entente de contrepartie éventuelle, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Les modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie éventuelle sont portées en ajustement de la contrepartie transférée lorsqu'elles sont admissibles à titre d'ajustements de période d'évaluation. Toutes les autres modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie éventuelle classés comme actifs ou passifs sont comptabilisées en vertu des IFRS pertinentes et reflétées dans le résultat net. Les variations de la juste valeur des éléments de contrepartie éventuelle classés dans les capitaux propres ne sont pas comptabilisées.

Les actifs identifiables acquis, ainsi que les passifs et passifs éventuels repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, sont évalués initialement à leur juste valeur à la date d'acquisition, et ce, quelle que soit l'importance de toute participation ne donnant pas le contrôle. L'excédent de la contrepartie totale transférée, du montant de toute participation ne donnant pas le contrôle, et dans le cas d'un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, de la juste valeur à la date d'acquisition des participations précédemment détenues dans l'entreprise acquise par rapport à la juste valeur des actifs nets identifiables acquis, est comptabilisé à titre de goodwill dans l'état consolidé de la situation financière. Tout goodwill négatif est comptabilisé directement au compte consolidé de résultat.

Les participations ne donnant pas le contrôle dans l'actif net des filiales consolidées sont présentées séparément des capitaux propres de la Société. Les participations des actionnaires ne détenant pas le contrôle peuvent initialement être évaluées à la juste valeur ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle dans les montants comptabilisés des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. Le choix de la méthode d'évaluation doit être effectué pour chaque acquisition.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles comprennent principalement les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens et les parcs solaires qui sont en service ou en cours de construction. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur, le cas échéant.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur i) la durée d'utilité estimative des actifs ou ii) la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux périodes. Les dépenses liées aux améliorations qui ont pour effet d'accroître ou de prolonger la durée d'utilité ou la capacité d'un actif sont inscrites à l'actif. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les immobilisations corporelles ne sont amorties qu'à partir du moment où elles sont prêtes pour leur utilisation prévue.

Les durées d'utilité estimatives, les valeurs résiduelles et les modes d'amortissement sont examinés à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification d'estimation est comptabilisée de façon prospective.

Une immobilisation corporelle est décomptabilisée à sa cession ou lorsqu'il est prévu qu'aucun avantage économique futur ne sera tiré de l'utilisation continue de l'actif. Tout profit ou toute perte découlant de la cession ou de la mise hors service d'une immobilisation corporelle est déterminé comme l'écart entre le produit de la vente et la valeur comptable de l'actif et est comptabilisé en résultat net.

Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, à la construction ou à la production d'actifs qualifiés, soit des actifs exigeant une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés ou vendus comme prévu, sont ajoutés au coût de ces actifs jusqu'à ce que ces derniers soient pratiquement prêts pour leur utilisation ou leur vente prévue.

Les revenus de placement, obtenus grâce au placement temporaire de certains emprunts jusqu'à ce que ces derniers soient utilisés pour engager des dépenses à l'égard d'actifs qualifiés, sont déduits du coût d'emprunt admissible à l'inscription à l'actif.

Tous les autres coûts d'emprunt sont comptabilisés en résultat net dans la période au cours de laquelle ils sont engagés.

Le tableau qui suit présente un résumé des durées d'utilité utilisées dans le calcul de l'amortissement des immobilisations corporelles :

Type d'immobilisations corporelles	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 8 à 75 ans
Parcs éoliens	De 14 à 30 ans
Parcs solaires	De 15 à 35 ans
Autre matériel	De 3 à 20 ans

Contrats de location

Nature des activités de location

En règle générale, la Société loue des terrains et des bureaux. Les contrats de location sont généralement conclus pour des périodes fixes à long terme en fonction de la durée estimée de chaque projet au départ. Les baux fonciers pour un projet donné sont habituellement négociés conjointement, avec les gouvernements, pour les terres appartenant au gouvernement, ou directement avec des groupes de propriétaires fonciers privés, pour les terres appartenant au secteur privé. Les contrats de location de bureaux et les autres contrats de location sont négociés individuellement et contiennent des modalités très variées. Étant donné que les baux fonciers sont négociés pour de longues périodes, la plupart des baux fonciers prévoient des paiements supplémentaires en fonction de l'évolution de l'inflation. En outre, les contrats de location prévoient généralement une option de renouvellement du bail pour une période supplémentaire après la fin de la période contractuelle non résiliable. La Société évalue à la date de début de la location si elle a la certitude raisonnable d'exercer les options de prolongation. En général, la Société aligne le renouvellement des options de prolongation des contrats de location sur la durée de vie estimée des projets.

Les contrats de location sont comptabilisés comme un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative correspondante à la date à laquelle l'actif loué est prêt à être utilisé par la Société. Tous les paiements de loyers sont répartis entre l'obligation locative et les charges financières. Les charges financières sont imputées aux résultats pendant la période couverte par le contrat de location de manière à obtenir un taux d'intérêt périodique constant sur le solde restant du passif pour chaque période.

i) Obligations locatives

Les obligations locatives sont comptabilisées dans les autres passifs à l'état consolidé de la situation financière et évalués à la valeur actualisée des paiements de loyers futurs, actualisée au moyen du taux d'intérêt implicite du contrat de location. Si ce taux ne peut être déterminé, le taux d'emprunt marginal du preneur doit être utilisé, soit le taux d'intérêt que le preneur aurait à payer pour emprunter les fonds nécessaires pour se procurer un bien de valeur similaire dans un environnement économique similaire et avec des modalités semblables. Pour déterminer le montant des paiements de loyers futurs, la Société tient compte de l'information suivante :

- les paiements fixes (y compris les paiements fixes en substance), déduction faite des avantages incitatifs à la location à recevoir;
- les paiements de loyers variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux.

Les paiements liés à des contrats de location à court terme et à des contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur sont comptabilisés sur une base linéaire à titre de charges en résultat net. Les contrats de location à court terme sont des contrats de location d'une durée de 12 mois ou moins.

Les obligations locatives sont ultérieurement évaluées au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif. Une réévaluation des obligations locatives survient lorsqu'il y a un changement dans les paiements de loyers futurs découlant d'une variation de l'indice ou du taux pertinent.

ii) Actifs au titre de droits d'utilisation

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles à l'état consolidé de la situation financière au coût, ce qui comprend l'évaluation initiale de l'obligation locative, les paiements de loyers effectués à la date de début ou avant et les coûts directs initiaux.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont ensuite amortis selon la méthode linéaire, selon la plus courte des périodes suivantes : i) sur la durée d'utilité estimée des actifs ou ii) sur la durée du contrat de location, y compris les options visant à prolonger cette durée, lorsque la Société a la certitude raisonnable de les exercer. Les durées d'utilité estimées des actifs au titre de droits d'utilisation sont déterminées sur la même base que celles des immobilisations corporelles.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent divers contrats d'achat d'électricité, permis, licences et accords. Les immobilisations incorporelles sont amorties selon le mode linéaire sur une période se terminant à la date d'expiration des contrats d'achat d'électricité, des permis, des licences ou des accords relatifs à chaque installation. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur. L'amortissement débute lorsque l'installation concernée est prête à être utilisée comme prévu.

La Société comptabilise une immobilisation incorporelle découlant d'un accord de concession de services lorsque cet accord lui confère le droit de facturer l'utilisation d'une infrastructure liée à la concession. Une immobilisation incorporelle reçue à titre de contrepartie de la prestation de services de construction ou d'amélioration dans le cadre d'un accord de concession de services est évaluée à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. Après la comptabilisation initiale, l'immobilisation incorporelle est évaluée au coût, lequel comprend les coûts d'emprunt inscrits à l'actif, diminué du cumul des amortissements et des pertes de valeur.

Les immobilisations incorporelles liées aux installations en cours de construction ne sont amorties qu'à partir du moment où les installations connexes sont prêtes à être utilisées comme prévu.

Les durées d'utilité estimatives et le mode d'amortissement sont examinés à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification des estimations est comptabilisée de façon prospective.

Les durées d'utilité sur lesquelles les immobilisations sont amorties sont les suivantes :

Immobilisations incorporelles liées aux éléments suivants :	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 4 à 75 ans
Parcs éoliens	De 8 à 20 ans
Parcs solaires	20 ans

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement de projets sont comptabilisés au coût moins les pertes de valeur, s'il y a lieu, et représentent les coûts engagés pour l'acquisition de projets potentiels et pour la conception et le développement d'emplacements pour des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des parcs solaires. Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition ou au développement sont incorporés aux frais de développement de projets.

La Société diffère les frais de développement de projets lorsqu'il devient probable que le projet sera achevé et qu'il génèrera des avantages économiques futurs qui iront à la Société. La Société prend cette décision en tenant compte de divers facteurs, soit individuellement ou combinés, tels que, entre autres :

- la question à savoir si les permis requis pour un projet ont été accordés, ou s'il est probable qu'ils le seront;
- les droits d'accès aux terres requises ont été garantis ou il est probable qu'ils le seront;
- l'annonce, ou la probabilité qu'elle soit faite, de l'attribution d'un contrat d'achat d'électricité pour un projet potentiel;
- l'accès à un marché ouvert si le projet ne se trouve pas sur un marché sur lequel on s'attend à ce qu'un contrat d'achat d'électricité lui soit attribué.

Ces coûts sont transférés aux immobilisations corporelles ou aux immobilisations incorporelles au début de la construction. Lorsqu'il n'est plus probable qu'un projet sera réalisé, les frais de développement différés à cette date sont passés en charges. Les coûts rattachés aux projets potentiels sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Perte de valeur des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets autres que le goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société examine la valeur comptable de ses actifs non financiers, à l'exception du goodwill, afin de déterminer s'il y a une indication de dépréciation. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de l'actif est estimée. Lorsqu'il est impossible d'estimer la valeur recouvrable d'un actif pris individuellement, les actifs sont regroupés pour former le plus petit groupe d'actifs qui génère des entrées de trésorerie résultant d'une utilisation continue, lesquelles sont largement indépendantes des entrées de trésorerie des autres actifs ou groupes d'actifs (l'« unité génératrice de trésorerie », ou « UGT »). Lorsqu'un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi, les actifs du siège social sont aussi attribués aux unités génératrices de trésorerie individuelles; autrement, ils sont attribués au plus petit groupe d'unités génératrices de trésorerie pour lequel un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi.

Les immobilisations incorporelles qui ne sont pas encore disponibles pour utilisation sont soumises à un test de dépréciation au moins une fois par année et chaque fois qu'il y a une indication que ces immobilisations pourraient s'être dépréciées.

La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Dans le cadre de l'évaluation de la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimatifs sont actualisés au moyen d'un taux d'actualisation qui reflète l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques propres aux actifs ou à l'UGT.

Si la valeur recouvrable d'un actif ou d'une UGT est inférieure à sa valeur comptable, la valeur comptable est ramenée à sa valeur recouvrable. Une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

Si une perte de valeur est reprise ultérieurement, la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT est augmentée à hauteur de sa valeur recouvrable révisée, dans la mesure où cette valeur comptable n'est pas supérieure à la valeur comptable qui aurait été déterminée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée. La reprise d'une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

Goodwill

Le goodwill découle de regroupements d'entreprises et est évalué à la date d'acquisition. Le goodwill est ensuite évalué au coût diminué du cumul des pertes de valeur, s'il y a lieu.

Aux fins des tests de dépréciation, le goodwill est réparti parmi chacune des UGT de la Société (ou groupes d'UGT) qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises.

Une UGT à laquelle une partie du goodwill a été attribuée est soumise à un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent s'il y a des indications que l'UGT pourrait s'être dépréciée. Si la valeur recouvrable de l'UGT est inférieure à sa valeur comptable, la perte de valeur est d'abord portée en réduction du goodwill affecté aux UGT, puis ensuite en réduction de la valeur comptable des autres actifs de l'UGT au prorata. Toute perte de valeur du goodwill est comptabilisée en résultat net. Une perte de valeur comptabilisée au titre du goodwill ne peut faire l'objet d'une reprise au cours des périodes subséquentes.

Provisions et obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Une provision est un passif dont l'échéance ou le montant est incertain. Une provision est comptabilisée dans les autres passifs lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'événements passés, qu'il est probable que la Société doit régler l'obligation et qu'une estimation fiable du montant de l'obligation peut être réalisée. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, d'une loi ou d'une autre application de la loi. Une obligation implicite découle des gestes posés par la Société lorsque celle-ci indique, par ses pratiques passées, par ses politiques publiées ou par une déclaration suffisamment récente qu'elle accepte certaines responsabilités et qu'en conséquence, elle crée une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé à titre de provision constitue la meilleure estimation, à chaque fin de période, des dépenses requises pour régler l'obligation actuelle, compte tenu des risques et des incertitudes inhérentes à l'obligation. Lorsqu'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actuelle selon un taux d'intérêt ajusté pour tenir compte du risque et des appréciations courantes du marché.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées dans les autres passifs lorsque ces obligations sont engagées et sont évaluées à la valeur actuelle, s'il est possible de faire une estimation raisonnable des coûts prévus pour régler le passif, actualisés au taux avant impôt en vigueur pour ce passif. Dans les périodes subséquentes, le passif est ajusté pour tenir compte de changements découlant de l'écoulement du temps et de révisions apportées à l'échéance, au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés ou aux changements du taux d'actualisation. La désactualisation du passif en raison de l'écoulement du temps est imputée au résultat, tandis que les changements découlant des révisions apportées à l'échéance ou au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés ou d'une modification au taux d'actualisation sont comptabilisés à titre de composante de la valeur comptable de l'immobilisation corporelle connexe. La valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est examinée à la clôture de chaque trimestre afin de refléter les estimations actuelles et les changements apportés au taux d'actualisation.

Instruments financiers

La Société comptabilise initialement les actifs financiers à la date de transaction où elle devient partie aux dispositions contractuelles de l'instrument.

Les actifs financiers sont initialement évalués à la juste valeur. Si l'actif financier n'est pas par la suite comptabilisé à la juste valeur par le biais du résultat net, l'évaluation initiale comprend les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'acquisition ou au montage de l'actif. Au moment de la comptabilisation initiale, la Société classe ses actifs financiers selon qu'ils seront ultérieurement évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur en fonction de son modèle d'affaires en matière de gestion des actifs financiers et des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers.

La Société comptabilise actuellement sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie, ses liquidités soumises à restrictions, ses débiteurs, ses crédits d'impôt à l'investissement recouvrables et ses comptes de réserve comptabilisés dans les autres actifs non courants en tant qu'actifs financiers évalués au coût amorti.

i) Actifs financiers évalués à la juste valeur

Ces actifs sont évalués à la juste valeur, et les changements qu'ils subissent, y compris tout produit d'intérêts ou de dividende, sont comptabilisés en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés en tant qu'actifs financiers évalués à la juste valeur.

Les passifs financiers sont classés dans les catégories suivantes :

i) Passifs financiers évalués au coût amorti

Les passifs financiers non dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur, moins les coûts de transaction qui leur sont directement attribuables. À la suite de la comptabilisation initiale, ces passifs sont évalués au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.

La Société comptabilise actuellement ses fournisseurs et autres crédateurs, ses prêts et emprunts à long terme et ses passifs au titre de la participation au partage fiscal en tant que passifs évalués au coût amorti.

Passifs au titre de la participation au partage fiscal

La Société détient et exploite certains projets aux États-Unis dans le cadre de structures de participation fiscale pour financer la construction de projets solaires et éoliens. Ces structures sont conçues pour attribuer aux investisseurs participant au partage fiscal des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, tels que les crédits d'impôt sur le revenu, les crédits d'impôt à la production et l'amortissement fiscal accéléré. En général, les structures de participation fiscale accordent aux investisseurs participant au partage fiscal la majorité des bénéfices imposables américains des projets et des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, ainsi qu'une plus petite partie des flux de trésorerie des projets, jusqu'à ce qu'ils atteignent un retour sur investissement après impôt convenu (le « point de basculement »). Les dates du point de basculement dépendent généralement des performances respectives des projets. Cependant, de temps à autre, les dates du point de basculement peuvent être déterminées par contrat. Après le point de basculement, la Société reçoit la majorité des bénéfices imposables et des incitatifs fiscaux pour la production d'énergie renouvelable des projets.

Lorsqu'un partenariat de partage fiscal est constitué, la Société évalue si l'entreprise du projet doit être consolidée en fonction du droit de la Société à des rendements variables et de sa capacité à influencer les décisions financières et opérationnelles ayant une incidence sur ces rendements. En raison de la nature opérationnelle et financière des projets, et de la nature protectrice des droits normalement accordés aux investisseurs participant au partage fiscal, la Société a généralement l'influence nécessaire pour consolider l'entité.

Les modalités de l'apport de l'investisseur participant au partage fiscal sont évaluées pour déterminer le traitement comptable. L'apport a généralement les caractéristiques d'un passif, puisque l'apport initial est remboursé, y compris un rendement convenu, et que l'investisseur ne partage pas les risques du projet de la même manière qu'un actionnaire. Ainsi, l'apport est comptabilisé comme des prêts et emprunts dans les états consolidés de la situation financière et évalué au coût amorti jusqu'à la date de basculement du projet. Le coût amorti du financement par participation au partage fiscal est généralement composé 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'investisseur participant au partage fiscal, 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'investisseur participant au partage fiscal, 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'investisseur participant au partage fiscal 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'investisseur participant au partage fiscal 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'investisseur participant au partage fiscal, comptabilisée en réduction de la participation au partage fiscal.

Après le point de basculement, l'investisseur participant au partage fiscal partagera les risques et les avantages dans le projet en tant qu'actionnaire et sa participation sera comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle.

ii) Passifs financiers évalués à la juste valeur

Les passifs financiers à la juste valeur sont initialement comptabilisés à la juste valeur et ils sont réévalués à chaque date de clôture, tout changement étant comptabilisé en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés et les contreparties éventuelles à payer en tant que passifs financiers évalués à la juste valeur.

La Société décomptabilise un passif financier lorsque les obligations contractuelles qui y sont rattachées sont exécutées, annulées ou qu'elles expirent.

Les instruments financiers sont classés dans l'un des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, comme suit :

- Niveau 1 : Évaluation en fonction des prix cotés (non ajustés) sur des marchés actifs auxquels l'entité a accès à la date d'évaluation pour des actifs ou des passifs identiques.
- Niveau 2 : Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif, autres que les prix cotés du niveau 1, qui sont observables directement (c'est-à-dire les prix) ou indirectement (c'est-à-dire dérivés à partir des prix).
- Niveau 3 : Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif qui ne s'appuient pas sur des données de marché observables (données non observables).

La hiérarchie des justes valeurs exige l'utilisation de données observables sur le marché chaque fois que de telles données existent. Un instrument financier est classé au niveau le plus bas de la hiérarchie pour lequel une donnée importante a été prise en compte dans l'évaluation à la juste valeur. La Société comptabilise les transferts entre les niveaux de la hiérarchie des justes valeurs à la fin de la période de présentation de l'information financière durant laquelle le changement est survenu.

Relations de couverture

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition au risque de marché. Lors de la désignation initiale de nouveaux éléments de couverture, la Société constitue une documentation formelle de la relation entre les instruments de couverture et les éléments couverts, y compris les objectifs et la stratégie de gestion des risques à adopter pour l'opération de couverture, ainsi que des méthodes qui serviront à évaluer l'efficacité de la relation de couverture. La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

Pour la couverture de flux de trésorerie d'une transaction prévue, cette dernière doit être hautement probable et doit comporter une exposition aux variations de flux de trésorerie qui pourraient, ultimement, affecter le résultat net présenté.

Les instruments dérivés sont comptabilisés initialement à la juste valeur, et les coûts de transaction attribuables sont comptabilisés en résultat net à mesure qu'ils sont engagés. Après leur comptabilisation initiale, les instruments dérivés sont évalués à la juste valeur, et les changements connexes sont comptabilisés comme il est décrit ci-dessous.

Couvertures de flux de trésorerie

Lorsqu'un instrument dérivé est désigné comme instrument de couverture pour couvrir la variabilité des flux de trésorerie imputable au risque particulier lié à un actif ou à un passif comptabilisé ou à une transaction prévue hautement probable pouvant avoir une incidence sur le résultat net, la partie efficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global et présentée dans le cumul des autres éléments du résultat global en tant que capitaux propres. Le montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est transféré en résultat net au même poste que l'élément couvert dans le compte consolidé de résultat, au cours de la période où les flux de trésorerie couverts ont une incidence sur le résultat net. Toute partie inefficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée immédiatement en résultat net. Si l'instrument de couverture ne répond plus aux critères de comptabilité de couverture, qu'il arrive à expiration, qu'il est vendu, résilié ou exercé, la comptabilité de couverture cesse d'être appliquée de façon prospective. Le montant cumulatif du profit ou de la perte comptabilisé précédemment dans les autres éléments du résultat global demeure dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que la transaction prévue influe sur le résultat net. Si la transaction prévue n'est plus susceptible de se produire, le solde du cumul des autres éléments du résultat global est immédiatement comptabilisé en résultat net.

Couvertures d'investissement net dans des établissements à l'étranger

La Société applique la méthode de comptabilité de couverture aux écarts de change entre la monnaie fonctionnelle de l'établissement à l'étranger et celle de la Société (le dollar canadien).

Lorsqu'un instrument dérivé est désigné comme instrument de couverture pour couvrir l'exposition aux monnaies étrangères sur la valeur comptable des actifs nets de l'établissement à l'étranger, la partie efficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global et présentée dans le cumul des autres éléments du résultat global en tant que capitaux propres. L'écart lié à la tranche des contrats de change à terme qui excède l'investissement dans les filiales étrangères est comptabilisé immédiatement en résultat. Toute tranche inefficace des variations des instruments de couverture est comptabilisée directement en résultat net. Les montants antérieurement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat lorsqu'une réduction de l'investissement net survient.

Les écarts de change découlant de la conversion d'un passif financier désigné comme élément de couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global dans la mesure où l'élément de couverture est efficace, et sont présentés dans les capitaux propres dans le cumul des autres éléments du résultat global. Toute tranche inefficace des variations des instruments de couverture est comptabilisée directement en résultat net. Les montants antérieurement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat lorsqu'une réduction de l'investissement net survient.

Comptabilisation des produits

Les produits sont comptabilisés à mesure que la Société remplit son obligation de prestation, ce qui survient au moment de la livraison de l'électricité à des tarifs qui sont conformes aux CAÉ conclus auprès des services publics acquéreurs sur le marché commercial, ou au moment de la réception d'indemnités versées par des assureurs ou des fournisseurs pour pertes de revenus s'il est pratiquement certain que l'indemnité sera reçue. Les pénalités pour non-production d'électricité sont enregistrées au moment où il est hautement probable que le montant sera payable en réduction des produits.

Aide publique

L'aide publique sous la forme de subventions ou de crédits d'impôt à l'investissement remboursables est comptabilisée dans les états financiers consolidés lorsqu'il y a une assurance raisonnable que la Société a respecté toutes les conditions inhérentes à l'obtention de cette aide.

La Société engage des dépenses au titre du développement d'énergies renouvelables, dépenses qui donnent droit à des crédits d'impôt à l'investissement remboursables. Ces crédits d'impôt sont établis en fonction des montants que la direction prévoit recouvrer et ils peuvent faire l'objet d'un audit par les autorités fiscales. Les crédits d'impôt à l'investissement concernant les dépenses au titre du développement d'énergies renouvelables sont comptabilisés sous forme de réduction du coût des actifs ou des charges auxquels ils se rapportent.

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux projets éoliens de recevoir des crédits d'impôt sur la production gagnés pour chaque MWh de production au cours des dix premières années d'exploitation du projet et qui sont comptabilisés dans les produits et crédits d'impôt sur la production.

Conversion de devises

La Société et ses filiales déterminent chacune leur monnaie fonctionnelle sur la base de la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités. Les transactions libellées en une devise autre que la monnaie fonctionnelle de l'entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de transaction. Les écarts de change connexes sont inclus dans le résultat net de chaque entité pour la période au cours de laquelle ils surviennent.

Les établissements à l'étranger de la Société sont convertis dans la monnaie de présentation de la Société à des fins d'inclusion dans les états financiers consolidés. Les actifs et les passifs monétaires et non monétaires libellés en devises étrangères des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les produits et les charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de transaction. L'écart de change connexe est inclus dans les autres éléments du résultat global, et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants antérieurement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat lorsqu'une réduction de l'investissement net survient.

Les taux de change des devises utilisées dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés sont les suivants :

	Taux de change aux		Taux de change moyen pour les exercices	
	31 décembre 2023	31 décembre 2022	2023	2022
Euro	1,4626	1,4458	1,4597	1,3696
Dollar américain	1,3226	1,3544	1,3497	1,3013

Impôt sur le résultat

L'impôt exigible et l'impôt différé sont comptabilisés en résultat, sauf dans la mesure où l'impôt est généré par un regroupement d'entreprises ou par des éléments comptabilisés en autres éléments du résultat global ou directement en capitaux propres.

L'impôt exigible correspond au montant prévu de l'impôt sur le bénéfice imposable ou la perte fiscale pour l'exercice, calculé selon les taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture et compte tenu de tout ajustement lié aux exercices précédents.

L'impôt différé est comptabilisé relativement aux différences temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs aux fins de la présentation de l'information financière et la valeur utilisée aux fins de l'impôt. L'impôt différé est calculé selon le taux d'impôt qui devrait être appliqué aux différences temporaires lorsqu'elles se résorberont, selon les lois adoptées ou quasi adoptées à la date de clôture.

En ce qui a trait aux filiales, l'impôt différé n'est pas comptabilisé pour les différences temporaires entre la valeur comptable des placements et leur valeur fiscale, à moins qu'il ne soit prévu que ces différences se résorbent dans un avenir prévisible.

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés dans la mesure où il est probable qu'il existera un bénéfice imposable auquel pourront être imputées les différences temporaires.

Bénéfice (perte) par action

La Société présente le résultat de base et le résultat dilué par action pour ses actions ordinaires. Le bénéfice (la perte) par action de base est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la Société par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de la période, ajusté selon le nombre d'actions ordinaires détenues en fiducie en vertu du régime d'ALR.

La Société utilise la méthode du rachat d'actions pour calculer le bénéfice (la perte) par action dilué. Le bénéfice (la perte) par action dilué est calculé de la même manière que le bénéfice (la perte) par action, sauf que le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est majoré du nombre d'actions supplémentaires découlant de la conversion présumée des débentures convertibles et de l'exercice présumé des options d'achat d'actions, si l'effet est dilutif. Le nombre d'actions supplémentaires est calculé en supposant que les débentures convertibles ont été converties et que les options d'achat d'actions en circulation ont été exercées, et que le produit de ces exercices a été utilisé pour acquérir des actions au cours du marché moyen de l'exercice.

Changements de méthodes comptables

Le 1er janvier 2023, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes.

Méthodes comptables (modifications d'IAS 1 et de l'énoncé de pratiques en IFRS 2)

Le 12 février 2021, l'IASB a publié *Initiative concernant les informations à fournir – Méthodes comptables* (modifications d'IAS 1 et de l'énoncé de pratiques en IFRS 2, *Porter des jugements sur l'importance relative*). Les principales modifications :

- obligent les sociétés à fournir des informations sur leurs méthodes comptables significatives plutôt que sur leurs méthodes comptables importantes;
- précisent que les méthodes comptables concernant des transactions, autres événements ou conditions non significatifs sont elles-mêmes non significatives et n'ont pas à être présentées;
- précisent que les méthodes comptables concernant des transactions, autres événements ou conditions significatifs ne sont pas elles-mêmes toutes significatives par rapport aux états financiers d'une société.

Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction (modifications d'IAS 12)

Le 7 mai 2021, l'IASB a publié *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction* (modifications d'IAS 12), qui précise la manière dont les sociétés doivent comptabiliser l'impôt différé pour les transactions telles que les contrats de location et les obligations relatives au démantèlement. La Société a appliqué ces modifications aux transactions réalisées depuis le 1er janvier 2022, ce qui n'a eu aucune incidence sur le montant net de l'impôt différé à l'égard des différences temporaires liées aux contrats de location et aux obligations relatives au démantèlement et des résultats non distribués. Le rapprochement de l'impôt comptabilisé dans les comptes consolidés de résultat présenté à la note 11, Impôt sur le résultat, a été modifié de façon à présenter séparément les passifs et les actifs d'impôt différé qui en découlent.

Changements dans la présentation

Comptes consolidés de résultat

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 provenant 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 comprend désormais un total partiel pour le résultat d'exploitation.

La Société a également reclassé les charges liées à la mise en œuvre de la solution de planification des ressources de l'entreprise (« ERP ») du montant net des autres charges vers un poste distinct dans le compte consolidé de résultat, de manière à refléter l'ajout d'un total partiel pour le résultat d'exploitation.

Le tableau suivant présente un résumé des reclassements :

	Exercice clos le 31 décembre 2022		
	Ancienne présentation	Ajustement	Présentation modifiée
Produits	870 494	—	870 494
Crédits d'impôt sur la production	—	64 729	64 729
Produits et crédits d'impôt sur la production	s. o.	s. o.	935 223
Charges			
Charges d'exploitation	207 768	—	207 768
Frais généraux et administratifs	53 071	—	53 071
Charges liées aux projets potentiels	24 740	—	24 740
Mise en œuvre de la solution d'ERP	—	2 357	2 357
Amortissements	336 053	—	336 053
Dépréciation d'actifs non courants	47 868	—	47 868
Résultat d'exploitation	s. o.	s. o.	263 366
Charges financières	317 842	—	317 842
Autres produits, montant net	(68 919)	62 372	(6 547)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(14 382)	—	(14 382)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	64 145	—	64 145
Perte avant impôt sur le résultat	(97 692)	—	(97 692)
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(6 577)	—	(6 577)
Perte nette	(91 115)	—	(91 115)

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

La Société a corrigé la présentation du rachat de participations ne donnant pas le contrôle de (64 382) \$ au cours de la période comparative, le faisant passer des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement aux entrées de trésorerie liées aux activités de financement. Par conséquent, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont été réduites de 64 382 \$ et les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont été réduites de (64 382) \$, l'incidence sur la variation nette du total partiel de la trésorerie et des équivalents de trésorerie étant nulle. Ce reclassement tient compte du fait que ces transactions représentent un changement dans la participation entre détenteurs de capitaux propres, qui doit être classé en tant qu'activité de financement.

Nouvelles normes comptables et interprétations publiées, mais non encore entrées en vigueur

Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants (modifications d'IAS 1)

Le 23 janvier 2020, l'IASB a publié des modifications d'IAS 1, *Présentation des états financiers*, qui visent à clarifier le classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants. Le 31 octobre 2022, l'IASB a publié *Passifs non courants assortis de clauses restrictives* (modifications d'IAS 1) (les « modifications de 2022 ») dans le but d'améliorer les informations que les entreprises fournissent sur les emprunts à long terme assortis de clauses restrictives. Les modifications de 2020 et les modifications de 2022 (collectivement « les modifications ») entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2024. L'adoption anticipée est permise. L'incidence sur la Société est en cours d'évaluation par la direction.

3. RECOURS AU JUGEMENT ET UTILISATION D'ESTIMATIONS

La préparation d'états financiers consolidés conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement si les hypothèses et les estimations changeaient. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

Jugements et estimations critiques

Détermination du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise

Pour déterminer si la Société exerce un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une entreprise, la Société doit émettre des hypothèses et formuler des jugements dans le cadre de l'évaluation des exigences de classement. Plus particulièrement, la Société exerce son jugement pour déterminer si des filiales non entièrement détenues sont contrôlées par la Société, ce qui suppose une évaluation des éléments suivants : i) la manière dont les décisions concernant les activités pertinentes de l'entreprise détenue sont prises; ii) si les droits des autres co-investisseurs sont de nature protectrice ou substantielle; et iii) la capacité de la Société à influencer les rendements de l'entreprise détenue.

Juste valeur des acquisitions d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations lorsqu'elle détermine la juste valeur à la date d'acquisition de la contrepartie transférée, des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La Société calcule la juste valeur au moyen de techniques d'évaluation appropriées, lesquelles sont généralement fondées sur les flux de trésorerie futurs actualisés. Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, la durée des projets, les prix de vente, les coûts d'exploitation, les dépenses d'investissement, le taux de croissance et le taux d'actualisation. La probabilité que le développement de projets soit possible est aussi évaluée en fonction de l'environnement commercial concurrentiel et de la volonté des autorités gouvernementales de fournir des sources additionnelles d'énergie.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles et incorporelles représentent une partie importante du total de l'actif de la Société. La Société estime la durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles sur une base annuelle et ajuste l'amortissement de façon prospective, si nécessaire.

Dépréciation des actifs non financiers

La Société est tenue de porter des jugements afin d'évaluer, à la fin de chaque période de l'information financière, s'il existe une indication de dépréciation d'un actif. Pour effectuer cette évaluation, la Société utilise divers indicateurs, notamment les variations défavorables du secteur ou de la conjoncture économique, le rendement économique inférieur aux prévisions de l'actif ou une variation importante des rendements du marché ou des taux d'intérêt. S'il existe une indication de dépréciation, ou au moins une fois par an pour le goodwill, la Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins de la détermination de la valeur recouvrable d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie au moyen des calculs de la valeur d'utilité fondés sur les flux de trésorerie futurs actualisés. Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, la durée des projets, les prix de vente, les coûts d'exploitation, les dépenses d'investissement, le taux de croissance et le taux d'actualisation.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, qui représente la valeur actualisée des coûts futurs de remise en état pour divers projets. Les estimations de ces coûts sont tributaires des coûts de la main-d'œuvre, de l'efficacité des mesures correctrices et de remise en état, des taux d'inflation, des taux d'actualisation qui reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et les risques propres à l'obligation, ainsi que du calendrier des sorties de fonds.

Instruments financiers évalués à la juste valeur

Pour évaluer les instruments financiers à la juste valeur, la Société formule des estimations et pose des hypothèses, y compris des estimations et des hypothèses sur les prix à terme de l'électricité, les taux d'intérêt, les écarts de crédit et les taux de change. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la note 28 – Informations à fournir à l'égard de la gestion des risques financiers et de la juste valeur.

Financement par participation au partage fiscal

Lorsqu'un partenariat de partage fiscal est constitué, la Société exerce son jugement pour déterminer si elle conserve le contrôle de l'entité et pour évaluer le classement approprié de l'apport de l'investisseur participant au partage fiscal, qui présente généralement les caractéristiques d'un passif puisque les arrangements sont faits de sorte que l'apport est remboursé au fil du temps jusqu'à ce que l'investisseur participant au partage fiscal ait atteint un taux de rendement convenu. Un jugement doit également être exercé pour évaluer la nature de la participation de l'investisseur participant au partage fiscal après que celui-ci a atteint le taux de rendement convenu : une telle participation présente généralement les caractéristiques des capitaux propres, puisque l'investisseur participant au partage fiscal conserve le droit à une partie des rendements variables du partenariat et partage une participation résiduelle dans les actifs nets du partenariat.

Les investisseurs participant au partage fiscal exigent généralement une attribution précise des distributions en trésorerie et des attributs fiscaux du projet tels que les crédits d'impôt sur la production, les crédits d'impôt à l'investissement et le bénéfice ou la perte imposable, y compris l'amortissement fiscal accéléré. Des estimations sont formulées lors de la détermination du montant et de l'attribution des distributions en trésorerie et des attributs fiscaux aux investisseurs participant au partage fiscal, et elles peuvent être influencées par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, les prix de vente, les coûts d'exploitation et les montants d'impôt.

Couverture

La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

Plus particulièrement, la Société peut, de temps à autre, conclure des contrats à long terme de couverture du prix de l'électricité. Dans le cadre de la détermination de la juste valeur, la Société formule certaines hypothèses, fait certaines estimations et pose certains jugements concernant des événements futurs. Les prix de l'électricité futurs provisionnels non observables sont par nature subjectifs et ont une incidence sur la variation de la juste valeur comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat.

4. 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 en Ontario 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 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	30 021
Fournisseurs et autres créditeurs	(992)
Prêts et emprunts à long terme (note 21)	(164 262)
Autres passifs	(1 463)
Passif d'impôt différé	(30 021)
Actifs nets acquis	51 270

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 31 055 \$ et à 5 933 \$, respectivement, pour la période de 298 jours close le 31 décembre 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 31 décembre 2023.

b) Achat de participations ne donnant pas le contrôle

Pampa Elvira Solar Spa

Le 9 novembre 2023, Innergex a réalisé l'acquisition de la participation restante de 45,00 % dans sa centrale thermosolaire Pampa Elvira au Chili pour une contrepartie totale de 5 500 \$ US (7 434 \$).

Société en commandite Innergex Europe (2015)

Le 4 octobre 2022, Innergex a réalisé l'acquisition de la participation restante de 30,45 % dans sa filiale Société en commandite Innergex Europe (2015) et son portefeuille éolien de 16 actifs en France pour une contrepartie totale de 96 350 \$. L'acquisition a également permis de régler les débetures en circulation d'Innergex Europe et tous les intérêts courus et impayés sur celles-ci, d'une valeur comptable totalisant 101 272 \$, ce qui a entraîné la comptabilisation d'un profit de 4 922 \$ dans le montant net des autres produits.

Mountain Air Alternatives LLC

Le 14 décembre 2022, Innergex a réalisé l'acquisition de la totalité des actions de catégorie A en circulation, qui donnent droit à 37,75 % des distributions en trésorerie de sa filiale Mountain Air Alternatives LLC et de son portefeuille éolien de six actifs en Idaho, pour une contrepartie totale de 47 525 \$ US (64 382 \$). La transaction a été comptabilisée directement dans les capitaux propres, comme une transaction avec des détenteurs d'instruments de capitaux propres.

c) 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.

5. CESSIONS D'ENTREPRISES

Cession des parcs solaires Kokomo et Spartan

Le 17 juillet 2023, la Société a cédé sa participation dans les parcs solaires Kokomo et Spartan. 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 cédés :

	17 juillet 2023
Actifs courants	582
Actifs non courants	27 278
	27 860
Passifs courants	1 085
Passifs non courants	22 143
	23 228
Participations ne donnant pas le contrôle	(119)
Actifs nets cédés	4 751

Des profits cumulés de 1 133 \$ et de 948 \$ 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.

6. CHARGES PAR NATURE

Les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs, les charges liées aux projets potentiels et les coûts de mise en œuvre de la solution d'ERP, présentés dans les états consolidés du résultat net, ont été regroupées selon la nature des charges, comme suit :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Exploitation et entretien	120 681	125 994
Salaires et avantages ¹	77 296	54 360
Impôts fonciers, autres impôts et redevances	61 516	46 229
Assurances	28 190	18 423
Honoraires professionnels ²	23 171	12 268
Autres charges	18 252	16 176
Charges liées aux projets potentiels	11 203	13 010
Charges administratives	1 541	1 476
Total des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs, des charges liées aux projets potentiels et des coûts de mise en œuvre de la solution d'ERP	341 850	287 936

1. Comprend des salaires et avantages de 4 533 \$ comptabilisés à titre de charges liées à la mise en œuvre de la solution d'ERP (775 \$ en 2022).

2. Comprend des honoraires professionnels de 8 118 \$ comptabilisés à titre de charges liées à la mise en œuvre de la solution d'ERP (1 582 \$ en 2022).

7. CHARGES FINANCIÈRES

	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	261 014	216 945
Charges d'intérêts sur le financement par participation au partage fiscal	29 450	30 700
Charge d'intérêts sur les débiteures convertibles	13 611	13 637
Amortissement des frais de financement	12 796	15 255
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	8 836	18 834
Intérêts sur les obligations locatives	9 194	7 612
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs	8 822	7 482
Autres	4 663	7 377
	348 386	317 842

8. AUTRES CHARGES (PRODUITS), MONTANT NET

	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022 (note 2)
Produits d'intérêts	(7 494)	(3 167)
Produits tirés des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(1 776)	(2 453)
Variation de la juste valeur des contreparties éventuelles (note 22)	25 563	—
Coûts d'acquisition et d'intégration	3 297	15 561
Perte (profit) de change	133	(13 848)
Profit sur le remboursement des prêts	—	(4 922)
Autres charges, montant net	7 308	2 282
	27 031	(6 547)

9. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

a) Informations détaillées sur les coentreprises et les entreprises associées significatives

Coentreprises et entreprises associées	Activité principale	Lieu de constitution et lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 décembre 2023	31 décembre 2022
Toba Montrose	Posséder et exploiter deux centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	40 %	40 %
Dokie	Posséder et exploiter un parc éolien	Colombie-Britannique	25,5 %	25,5 %
Jimmie Creek ¹	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,99 %	50,99 %
Umbata Falls	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Ontario	49 %	49 %
Viger-Denonville	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	50 %	50 %
Innavik	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Québec	50 %	50 %

1. La Société ne consolide pas ces entités étant donné qu'elle ne contrôle pas la prise de décision.

b) Engagements des coentreprises et des entreprises associées

Au 31 décembre 2023, la quote-part de la Société des paiements prévus au titre des engagements des coentreprises et des entreprises associées est la suivante :

Années des paiements prévus	Moins de 1 an	De 1 à 5 ans	Par la suite	Total
Obligations d'achat	2 998	12 479	37 988	53 465

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

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

	Exercice clos le 31 décembre 2023				
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville
Produits	70 028	42 398	24 585	7 663	9 925
Charges					
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	15 978	11 014	3 767	2 053	2 099
Amortissements	19 191	14 030	3 804	4 182	2 028
Résultat d'exploitation	34 859	17 354	17 014	1 428	5 798
Charges financières	21 880	5 487	9 159	2 124	2 490
Autres (produits) charges, montant net	(671)	(330)	29	(323)	(228)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(5 473)	—	—	(472)	(406)
Bénéfice net	19 123	12 197	7 826	99	3 942
Autres éléments du résultat global	(8 228)	—	—	—	(827)
Total du résultat global	10 895	12 197	7 826	99	3 115
Bénéfice net attribuable à Innergex	7 649	3 110	3 992	48	1 972
Autres éléments du résultat global attribuables à Innergex	(3 291)	—	—	—	(413)
Total	4 358	3 110	3 992	48	1 559

	Exercice clos le 31 décembre 2022				
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville
Produits	67 565	40 491	24 940	9 355	11 764
Charges					
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	16 927	10 697	3 934	2 036	2 631
Amortissements	19 474	14 035	4 159	4 027	2 675
Résultat d'exploitation	31 164	15 759	16 847	3 292	6 458
Charges financières	22 362	6 043	9 228	2 466	2 716
Autres produits, montant net	(314)	(224)	(182)	(50)	(83)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(33)	—	—	(3 199)	(600)
Bénéfice net	9 149	9 940	7 801	4 075	4 425
Autres éléments du résultat global	20 544	—	—	—	2 931
Total du résultat global	29 693	9 940	7 801	4 075	7 356
Bénéfice net attribuable à Innergex	3 660	2 535	3 979	1 996	2 212
Autres éléments du résultat global attribuables à Innergex	8 218	—	—	—	1 465
Total	11 878	2 535	3 979	1 996	3 677

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2023					
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik
Actifs courants	35 757	22 979	6 966	1 474	3 394	8 702
Actifs non courants	656 960	171 985	211 211	35 901	42 202	147 550
	692 717	194 964	218 177	37 375	45 596	156 252
Passifs courants	27 284	19 316	6 946	5 582	4 032	24 711
Passifs non courants	481 286	94 918	161 642	20 789	33 025	138 637
Capitaux propres (déficit) des associés	184 147	80 730	49 589	11 004	8 539	(7 096)
	692 717	194 964	218 177	37 375	45 596	156 252

	Au 31 décembre 2022					
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik
Actifs courants	38 724	19 625	5 706	2 741	4 313	5 133
Actifs non courants	673 101	186 017	214 853	39 855	45 590	148 536
	711 825	205 642	220 559	42 596	49 903	153 669
Passifs courants	20 159	11 772	6 000	4 960	4 543	34 034
Passifs non courants	498 215	113 137	162 195	25 130	36 836	125 581
Capitaux propres (déficit) des associés	193 451	80 733	52 364	12 506	8 524	(5 946)
	711 825	205 642	220 559	42 596	49 903	153 669

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

	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023							Total
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Autres		
Au 1er janvier 2023	77 377	20 586	26 722	6 128	4 256	717	135 786	
Augmentation de la participation	—	—	—	—	—	58	58	
Quote-part du bénéfice	7 649	3 110	3 992	48	1 972	20	16 791	
Quote-part des autres éléments du résultat global	(3 291)	—	—	—	(413)	(1)	(3 705)	
Écarts de change	—	—	—	—	—	9	9	
Distributions reçues	(8 080)	(3 111)	(5 405)	(784)	(1 550)	—	(18 930)	
Au 31 décembre 2023	73 655	20 585	25 309	5 392	4 265	803	130 009	

	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022							Total
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Autres		
Au 1er janvier 2022	73 499	22 246	30 393	5 015	1 879	366	133 398	
Augmentation de la participation	—	—	—	—	—	325	325	
Quote-part du bénéfice	3 660	2 535	3 979	1 996	2 212	—	14 382	
Quote-part des autres éléments du résultat global	8 218	—	—	—	1 465	—	9 683	
Écarts de change	—	—	—	—	—	26	26	
Distributions reçues	(8 000)	(4 195)	(7 650)	(883)	(1 300)	—	(22 028)	
Au 31 décembre 2022	77 377	20 586	26 722	6 128	4 256	717	135 786	

10. 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 4)	—	10 242	—	10 242
Cessions d'entreprises (note 5)	—	(547)	—	(547)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat ¹	(531)	8 720	1 460	9 649
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	(4 530)	(37 402)	(3 442)	(45 374)
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	3 442	3 442
Écarts de change, montant net	—	(49)	1 703	1 654
Au 31 décembre 2023	(8 616)	79 102	(66 170)	4 316

1. Se reporter à la note 10 b) « Instruments financiers dérivés » pour obtenir un rapprochement de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat.

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Dérivés de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couverture du prix de l'électricité (niveau 3)	Conversion des prêts intragroupe	Total
Au 1er janvier 2022	2 485	(78 482)	16 559	—	(59 438)
Acquisitions d'entreprises	—	6 567	—	—	6 567
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat ¹	(2 556)	(57 082)	(82 072)	(149)	(141 859)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	(3 484)	223 862	(3 351)	—	217 027
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	3 351	—	3 351
Écarts de change, montant net	—	3 273	(3 820)	149	(398)
Au 31 décembre 2022	(3 555)	98 138	(69 333)	—	25 250

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	(9 649)	141 859
Partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers :		
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	—	(43 458)
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	24 632	37 479
Profit réalisé sur les swaps de taux d'intérêt	(1 307)	(71 735)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	13 676	64 145

11. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

a) Impôt comptabilisé dans les comptes consolidés de résultat

Le tableau suivant présente un sommaire du rapprochement de la charge d'impôt calculée selon le taux d'imposition canadien prévu par la loi et de la charge d'impôt comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat :

	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Perte avant impôt sur le résultat	(152 727)	(97 692)
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	26,6 %	26,6 %
Charge d'impôt calculée au taux d'imposition prévu par la loi	(40 625)	(25 986)
Éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition prévu par la loi :		
Bénéfice non imposable	(14 607)	(23 528)
Montants attribuables aux investisseurs participant au partage fiscal	13 598	12 215
Changement des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(20 351)	22 344
Bénéfice imposable à un taux autre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	5 932	5 772
Diminution des taux d'imposition différés	(1 930)	(818)
Augmentation des différences temporaires imposables relativement aux investissements dans des filiales et des coentreprises	1 143	2 248
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	157	170
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt exigible des exercices précédents	(20)	(775)
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	12 148	(5 095)
Impôt sur la perte (le bénéfice) attribué(e) aux participations ne donnant pas le contrôle dans des entités non imposables	3 074	5 131
Autres	(5 432)	1 745
Charge d'impôt sur le résultat comptabilisée dans l'exercice considéré	(46 913)	(6 577)
Impôt exigible	8 161	483
Impôt différé	(55 074)	(7 060)

Le taux d'imposition pour 2023 et 2022 utilisé dans le rapprochement ci-dessus correspond au taux d'imposition moyen combiné appliqué au bénéfice imposable des sociétés canadiennes en vertu des lois fiscales fédérales et provinciales.

b) Soldes d'impôt différé

Le tableau suivant consiste en une analyse des actifs (passifs) d'impôt différé présentés dans les états consolidés de la situation financière :

	Au 1er janvier 2023	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Acquis dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	Comptabilisé dans les cessions d'entreprises	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2023
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :								
Actifs détenus en vue de la vente	3 062	(3 050)	—	—	—	—	(12)	—
Immobilisations corporelles	(627 305)	(27 794)	—	7 288	7 132	—	6 152	(634 527)
Immobilisations incorporelles	(220 902)	18 670	—	(42 811)	—	—	1 758	(243 285)
Frais de développement de projets	38 090	4 437	—	—	—	—	(214)	42 313
Investissement dans des filiales et des coentreprises et des entreprises associées	(67 239)	3 996	(63)	—	—	—	424	(62 882)
Instruments financiers dérivés	29 622	(5 142)	10 231	(2 725)	123	—	(437)	31 672
Prêts et emprunts à long terme	(20 133)	(1 455)	—	—	(111)	—	606	(21 093)
Crédits d'impôt à l'investissement inscrits à l'actif	28 891	(1 876)	—	—	(967)	—	(623)	25 425
Débitures convertibles	1 613	517	—	—	—	—	—	2 130
Autres passifs	77 999	17 226	—	—	—	—	(1 272)	93 953
Frais de financement	(15 317)	4 774	—	202	—	—	91	(10 250)
Paiement fondé sur des actions	804	36	—	—	—	—	—	840
Intérêts non déductibles reportés en avant	5 021	(4 274)	—	—	—	—	(34)	713
Autres	28	(2 757)	—	—	—	—	52	(2 677)
	(765 766)	3 308	10 168	(38 046)	6 177	—	6 491	(777 668)
Pertes fiscales reportées en avant	297 120	51 766	—	—	—	(6 684)	(5 296)	336 906
	(468 646)	55 074	10 168	(38 046)	6 177	(6 684)	1 195	(440 762)

Au 31 décembre 2023, la Société, ses filiales, ses coentreprises et ses entreprises associées avaient des pertes autres qu'en capital totalisant environ 1 329 \$ qui peuvent être utilisées pour réduire le bénéfice imposable futur. Les pertes autres qu'en capital au Canada et les pertes subies avant 2018 aux États-Unis viennent à expiration graduellement entre 2024 et 2043. Les pertes autres qu'en capital en France sont soumises à des restrictions dans le temps, mais n'ont pas de date d'expiration. Les pertes autres qu'en capital au Chili et les pertes subies après 2017 aux États-Unis n'ont pas de date d'expiration.

La Société a comptabilisé un actif d'impôt différé sur des pertes autres qu'en capital, car il est probable qu'il existera un bénéfice imposable et des gains en capital imposables suffisants découlant de projets d'énergie renouvelable qui sont en exploitation.

	Au 1er janvier 2022 (note 2)	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Acquis dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2022
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Actifs détenus en vue de la vente	—	2 947	—	—	—	115	3 062
Immobilisations corporelles	(505 123)	(62 441)	—	(40 597)	2 550	(21 693)	(627 304)
Immobilisations incorporelles	(151 198)	333	—	(77 758)	14 567	(6 846)	(220 902)
Frais de développement de projets	30 669	6 861	—	—	—	560	38 090
Investissement dans des filiales et des coentreprises et des entreprises associées	(68 080)	4 865	(2 608)	—	—	(1 416)	(67 239)
Instruments financiers dérivés	45 771	39 706	(53 990)	(1 773)	—	(92)	29 622
Prêts et emprunts à long terme	82	8 936	—	(27 386)	—	(1 765)	(20 133)
Crédits d'impôt à l'investissement	23 658	3 327	—	—	—	1 906	28 891
Débetures convertibles	(70)	1 683	—	—	—	—	1 613
Autres passifs	56 479	1 099	—	17 386	—	3 034	77 998
Frais de financement	(4 837)	(10 011)	—	(2 280)	1 972	(161)	(15 317)
Paiement fondé sur des actions	1 790	(986)	—	—	—	—	804
Intérêts non déductibles reportés en avant	3 073	1 680	—	—	—	268	5 021
Autres	(2 232)	2 257	—	—	—	3	28
	(570 018)	256	(56 598)	(132 408)	19 089	(26 087)	(765 766)
Pertes fiscales reportées en avant	219 287	6 804	—	59 309	—	11 720	297 120
	(350 731)	7 060	(56 598)	(73 099)	19 089	(14 367)	(468 646)

c) Différences temporaires déductibles, pertes fiscales inutilisées et crédits d'impôt inutilisés non comptabilisés

	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Pertes fiscales autres qu'en capital	379 339	318 780
Pertes fiscales en capital	72 833	70 562
Intérêts non déductibles	72 187	—
Immobilisations corporelles	69 468	—
Crédits d'impôt	13 342	25 044
Instruments financiers dérivés	10 069	—
Coûts de transaction	477	477
	617 715	414 863

Les pertes fiscales non comptabilisées viendront à expiration graduellement entre 2026 et 2040. Les crédits d'impôt non comptabilisés viendront à expiration graduellement entre 2035 et 2042.

12. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(98 451)	(81 619)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(5 632)	(5 632)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(104 083)	(87 251)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	203 565 046	201 835 956
Perte nette par action, de base (\$)	(0,51)	(0,43)

Dilué(e)	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(104 083)	(87 251)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, après dilution	203 565 046	201 835 956
Perte nette par action, diluée (\$)	(0,51)	(0,43)

Instruments qui sont exclus des éléments dilutifs	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Options sur actions	289 111	284 769
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	713 732	592 257
Déventures convertibles	13 604 473	13 604 473
	14 607 316	14 481 499

13. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Aux	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Compte de produit d'emprunts soumis à restrictions	26 935	33 556
Comptes de liquidités soumises à restrictions	5 653	11 677
Comptes de paiement du service de la dette	7 511	9 437
	40 099	54 670

Conformément aux conventions de crédit conclues pour plusieurs projets, la Société possède des comptes de liquidités soumises à restrictions et des comptes de produit d'emprunts soumis à restrictions. La partie inutilisée du produit des emprunts est détenue dans des comptes de produit d'emprunts soumis à restrictions gérés par les prêteurs, et les sommes sont transférées périodiquement dans les liquidités soumises à restrictions afin de financer la construction des projets. Par ailleurs, les liquidités soumises à restrictions sont utilisées pour assumer les coûts des travaux de construction des projets exigibles, et pour retenir les montants liés aux retenues de garantie au titre de la construction qui seront libérés à la fin des travaux de construction des projets respectifs. La Société tient également des comptes de paiement du service de la dette exigés aux termes de certains accords de financement.

14. DÉBITEURS

Aux	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Créances clients	149 480	124 349
Taxes à la consommation	26 046	19 012
Avances consenties à des parties liées	12 684	6 240
Dividendes à recevoir sur les actions privilégiées d'Innavik	12 094	7 875
Impôt à recevoir	5 454	5 191
Autres	26 936	16 632
	232 694	179 299

15. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations de stockage	Installations en construction	Autres	Total
Coût								
Au 1er janvier 2023	301 094	2 634 926	3 511 736	875 437	—	190 665	59 823	7 573 681
Ajouts ^{1,2}	21 855	9 377	20 309	2 547	7 009	654 775	14 887	730 759
Crédits d'impôt à l'investissement ³	—	—	—	—	—	9 201	—	9 201
Acquisitions d'entreprises (note 4)	8 200	—	—	28 674	—	—	87	36 961
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	—	—	93 042	(93 042)	—	—
Cessions d'entreprises (note 5)	(1 322)	—	—	(29 050)	—	—	(1 439)	(31 811)
Reclassement	—	—	—	(3 562)	7 689	—	(4 127)	—
Cessions	—	(3 270)	(5 812)	(556)	—	(1 746)	(429)	(11 813)
Autres variations ⁴	2 907	—	12 648	(520)	—	—	(837)	14 198
Écarts de change, montant net	(5 305)	(12 876)	(28 210)	(15 570)	(2 468)	(17 594)	(122)	(82 145)
Au 31 décembre 2023	327 429	2 628 157	3 510 671	857 400	105 272	742 259	67 843	8 239 031
Cumul de l'amortissement								
Au 1er janvier 2023	(24 888)	(445 804)	(683 784)	(152 782)	—	(25 226)	(28 826)	(1 361 310)
Amortissement ⁵	(9 444)	(53 560)	(118 120)	(25 390)	(525)	—	(7 853)	(214 892)
Cessions d'entreprises (note 5)	162	—	—	5 367	—	—	442	5 971
Reclassement	—	—	—	—	(214)	—	214	—
Cessions	—	968	1 385	120	—	—	426	2 899
Dépréciation	—	—	—	(25 362)	—	(93 495)	—	(118 857)
Écarts de change, montant net	394	890	922	2 408	10	3 293	55	7 972
Au 31 décembre 2023	(33 776)	(497 506)	(799 597)	(195 639)	(729)	(115 428)	(35 542)	(1 678 217)
Valeur comptable au 31 décembre 2023	293 653	2 130 651	2 711 074	661 761	104 543	626 831	32 301	6 560 814

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 26 612 \$.
- Les ajouts de terrains comprennent l'évaluation initiale des actifs au titre de droits d'utilisation de 21 855 \$.
- Représentent le renversement des crédits d'impôt à l'investissement recouvrables accumulés en lien avec la construction du projet solaire Hale Kuawehi, à la suite de la révision des flux de trésorerie estimatifs et du bénéfice imposable du projet, qui ne justifient plus la comptabilisation des crédits d'impôt.
- Comprennent la réévaluation des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 2 070 \$ et de 12 128 \$, respectivement.
- Une tranche de 664 \$ de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
Coût							
Au 1er janvier 2022	185 100	2 594 780	2 891 964	819 621	72 877	45 064	6 609 406
Ajouts	12 373	5 243	3 520	2 450	142 089	5 601	171 276
Crédits d'impôt à l'investissement	—	—	—	—	(8 535)	—	(8 535)
Acquisitions d'entreprises	48 170	—	572 275	22 184	—	13	642 642
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	—	—	(6 840)	6 840	—
Transfert provenant des projets en développement	—	—	—	—	40 660	—	40 660
Reclassement	—	—	(1 274)	—	(59)	1 333	—
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	—	—	—	—	(59 899)	—	(59 899)
Cessions	—	(322)	(7 325)	—	—	(390)	(8 037)
Autres variations	41 977	293	(52 768)	(15 690)	—	(21)	(26 209)
Écarts de change, montant net	13 474	34 932	105 344	46 872	10 372	1 383	212 377
Au 31 décembre 2022	301 094	2 634 926	3 511 736	875 437	165 439	59 823	7 573 681
Cumul de l'amortissement							
Au 1er janvier 2022	(16 801)	(391 093)	(549 980)	(115 531)	—	(22 609)	(1 096 014)
Amortissement	(7 222)	(53 478)	(128 889)	(32 221)	—	(6 385)	(228 195)
Cessions	—	37	1 438	—	—	367	1 842
Dépréciation	—	—	—	—	(25 226)	—	(25 226)
Écarts de change, montant net	(865)	(1 270)	(6 353)	(5 030)	—	(199)	(13 717)
Au 31 décembre 2022	(24 888)	(445 804)	(683 784)	(152 782)	(25 226)	(28 826)	(1 361 310)
Valeur comptable au 31 décembre 2022	276 206	2 189 122	2 827 952	722 655	165 439	30 997	6 212 371

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 promulgation 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 dans le cadre de l'ancien programme d'incitatifs fiscaux.

Dépréciation de Hale Kuawehi

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, en raison des incertitudes quant au calendrier et aux coûts d'achèvement de la construction ainsi qu'à la rentabilité du projet de construction Hale Kuawehi (situé à Hawaii), un test de dépréciation a été effectué. La direction a estimé le montant recouvrable du projet, selon sa valeur d'utilité, et a établi, à l'aide d'un taux d'actualisation avant impôt de 10,0 %, une charge de dépréciation de 68 200 \$ US (93 495 \$).

Dépréciation de Hillcrest

Au 31 décembre 2023, la valeur comptable du parc solaire Hillcrest, situé en Ohio, dépassait sa valeur recouvrable estimée, ce qui a entraîné une charge de dépréciation de 18 500 \$ US (25 632 \$), laquelle reflète les perspectives de produits liés à la puissance plus faibles que prévu.

La direction a estimé la valeur recouvrable du projet sur la base de sa valeur d'utilité, laquelle a été calculée en fonction des flux de trésorerie futurs attendus au moyen des plus récentes informations disponibles et des estimations de la direction, qui portent notamment sur la production d'énergie, les produits liés à la production et à la puissance, les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les prévisions des prix de l'énergie. Ces flux de trésorerie attendus ont été actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation avant impôt de 6,11 %.

Actifs au titre de droits d'utilisation

Les immobilisations corporelles comprennent des actifs au titre de droits d'utilisation en vertu de contrats de location. Un rapprochement des valeurs comptables est présenté ci-dessous.

	Terrains	Autres	Total
Coût			
Au 1er janvier 2023	272 658	11 449	284 107
Ajouts	21 855	2 558	24 413
Cessions d'entreprises (note 5)	(1 322)	—	(1 322)
Cessions	—	(358)	(358)
Autres variations	2 907	(837)	2 070
Écarts de change, montant net	(4 531)	(71)	(4 602)
Au 31 décembre 2023	291 567	12 741	304 308
Cumul de l'amortissement			
Au 1er janvier 2023	(24 887)	(4 952)	(29 839)
Amortissement	(9 444)	(1 552)	(10 996)
Cessions d'entreprises (note 5)	162	—	162
Cessions	—	358	358
Écarts de change, montant net	394	37	431
Au 31 décembre 2023	(33 775)	(6 109)	(39 884)
Valeur comptable au 31 décembre 2023	257 792	6 632	264 424

	Terrains	Autres	Total
Coût			
Au 1er janvier 2022	159 139	11 265	170 404
Ajouts	11 453	—	11 453
Acquisition d'entreprises	48 170	—	48 170
Autres variations	41 977	—	41 977
Écarts de change, montant net	11 919	184	12 103
Au 31 décembre 2022	272 658	11 449	284 107
Cumul de l'amortissement			
Au 1er janvier 2022	(16 800)	(3 367)	(20 167)
Amortissement	(7 222)	(1 508)	(8 730)
Écarts de change, montant net	(865)	(77)	(942)
Au 31 décembre 2022	(24 887)	(4 952)	(29 839)
Valeur comptable au 31 décembre 2022	247 771	6 497	254 268

16. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Total
Coût				
Au 1er janvier 2023	781 120	972 697	29 663	1 783 480
Ajouts	2 113	—	—	2 113
Acquisitions d'entreprises (note 4)	—	—	160 691	160 691
Cessions d'entreprises (note 5)	—	—	(1 317)	(1 317)
Reclassement	(1 694)	—	—	(1 694)
Autres variations ¹	3 582	—	—	3 582
Écarts de change, montant net	(5 462)	(11 261)	(444)	(17 167)
Au 31 décembre 2023	779 659	961 436	188 593	1 929 688
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2023	(284 504)	(222 581)	(7 435)	(514 520)
Amortissement	(59 315)	(69 365)	(18 384)	(147 064)
Cessions d'entreprises (note 5)	—	—	63	63
Reclassement	1 694	—	—	1 694
Écarts de change, montant net	2 191	885	122	3 198
Au 31 décembre 2023	(339 934)	(291 061)	(25 634)	(656 629)
Valeur comptable au				
31 décembre 2023	439 725	670 375	162 959	1 273 059

1. Comprennent la réévaluation des droits de propriété futurs de 3 582 \$.

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Total
Coût				
Au 1er janvier 2022	780 422	648 591	14 986	1 443 999
Ajouts	2 380	128	—	2 508
Acquisitions d'entreprises	—	283 778	13 426	297 204
Autres variations	(16 659)	—	—	(16 659)
Écarts de change, montant net	14 977	40 200	1 251	56 428
Au 31 décembre 2022	781 120	972 697	29 663	1 783 480
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2022	(224 244)	(167 961)	(7 800)	(400 005)
Amortissement	(57 450)	(51 340)	705	(108 085)
Écarts de change, montant net	(2 810)	(3 280)	(340)	(6 430)
Au 31 décembre 2022	(284 504)	(222 581)	(7 435)	(514 520)
Valeur comptable au				
31 décembre 2022	496 616	750 116	22 228	1 268 960

17. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT LIÉS AUX PROJETS

Aux	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Au début de l'exercice	41 151	70 829
Ajouts	7 267	30 178
Transfert vers les immobilisations corporelles	—	(40 660)
Cessions	(13 632)	—
Dépréciation de frais de développement de projets	—	(22 642)
Écarts de change, montant net	(531)	3 446
À la fin de l'exercice	34 255	41 151

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 profit ou perte 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 profit ou perte important n'a été comptabilisé dans le cadre de cette transaction.

18. GOODWILL

L'affectation du goodwill entre les UGT ou les groupes d'UGT importants se présente comme suit.

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Total
Au 1er janvier 2023	20 291	119 385	—	139 676
Acquisition d'entreprises (note 4)	—	8 025	30 021	38 046
Écarts de change, montant net	—	(1 114)	—	(1 114)
Au 31 décembre 2023	20 291	126 296	30 021	176 608

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Total
Au 1er janvier 2022	20 291	40 567	60 858
Acquisition d'entreprises	—	73 070	73 070
Écarts de change, montant net	—	5 748	5 748
Au 31 décembre 2022	20 291	119 385	139 676

Le 31 décembre 2023, la Société a effectué des tests de dépréciation annuels à l'égard du goodwill. D'après le résultat de ces tests, aucune perte de valeur n'a été inscrite.

Le montant recouvrable de chaque UGT a été établi selon un calcul de la valeur d'utilité dans le cadre duquel on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des budgets approuvés par la direction jusqu'à la fin de la durée de vie estimée du site, ainsi que des taux d'actualisation allant de 4,03 % à 10,00 % (4,20 % à 8,50 % en 2022).

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

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

19. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Aux	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne ¹	33 572	46 434
Réserve pour travaux d'entretien majeurs ¹	1 759	7 333
Dépôts de garantie	7 986	7 322
Investissements dans des actions privilégiées de participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	21 859	15 797
Autres	30 250	39 149
	95 426	116 035

1. La disponibilité dans les comptes de réserve est soumise à des restrictions en vertu d'ententes de crédit.

Les autres actifs non courants comprennent des dépôts de garantie au titre de diverses ententes, ainsi que des redevances payées d'avance, des réserves, des créances à long terme et des placements à long terme qui ne sont pas des participations dans des coentreprises et des entreprises associées.

La Société dispose de deux types de comptes de réserve destinés à assurer sa stabilité financière. Le premier est le compte de réserve pour l'énergie hydrologique ou éolienne, qui est établi au début de l'exploitation commerciale d'une installation afin de neutraliser la variabilité des flux de trésorerie attribuable aux fluctuations des conditions hydrologiques ou éoliennes, de même qu'à d'autres événements imprévisibles, et qui comprend également une réserve au titre du démantèlement destinée à assurer un financement suffisant pour le démantèlement des parcs éoliens à la fin des projets. Le second type de comptes est le compte de réserve pour travaux d'entretien majeurs, constitué pour permettre le financement préalable des réparations majeures nécessaires pour préserver la capacité de production de la Société.

Les sommes des comptes de réserve sont actuellement investies dans la trésorerie ou des placements à court terme assortis d'échéances d'au plus un an et dans des titres garantis par des gouvernements.

20. FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Aux	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Fournisseurs et autres créditeurs	149 148	139 900
Dividendes à verser aux actionnaires	38 186	38 152
Intérêts à payer	32 978	28 395
Retenues de garantie au titre de la construction	29 637	21 758
Salaires et avantages	15 866	10 304
Taxes à la consommation	9 458	8 269
Impôt à payer	5 109	1 881
	280 382	248 659

21. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

	Monnaie	Taux d'intérêt ¹	Échéance	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Dette d'entreprise (a)					
Facilité de crédit à terme renouvelable	CAD	4,80 %	2027	473 725	718 232
Emprunt à terme non garanti subordonné	CAD	6,40 %	2025	150 000	150 000
Prêts d'Alterra	CAD	5,05 %	2028-2031	175 000	155 000
				798 725	1 023 232
Débetures convertibles					
Débetures convertibles à 4,65 % ⁴	CAD	4,65 %	2026	139 078	138 028
Débetures convertibles à 4,75 % ⁵	CAD	4,75 %	2025	146 027	144 650
				285 105	282 678
Financement par participation au partage fiscal^{2,3}					
Secteur de la production éolienne					
Foard City	USD	7,50 %	2029 ⁶	206 284	238 734
Griffin Trail	USD	6,80 %	2031 ⁶	141 695	160 349
Secteur de la production solaire					
Hillcrest	USD	5,15 %	2028 ⁶	19 515	23 274
Phoebe	USD	7,14 %	2026 ⁶	15 606	19 940
Autres	USD	8,00 %	2023	—	850
				383 100	443 147
Emprunts liés aux projets					
Obligations vertes du Chili (b)	USD	6,28 %	2036	939 046	887 572
Secteur de la production hydroélectrique					
Upper Lillooet	CAD	4,37 %	2042-2056	482 748	487 307
Centrales en exploitation de Harrison	CAD	4,99 %	2049	447 184	450 279
Big Silver Creek	CAD	4,71 %	2041-2056	192 988	193 501
Financement hydroélectrique (c)	CAD	6,12 %	2038-2043	179 915	—
Kwoiek Creek	CAD	5,19 %	2052-2054	159 416	161 501
Tretheway Creek	CAD	4,99 %	2055	91 500	91 957
Northwest Stave River	CAD	5,30 %	2053	70 533	71 065
Ashlu Creek	CAD	6,60 %	2025	69 525	73 414
Sainte-Marguerite	CAD	7,93 %	2025-2064	48 253	51 760
Magpie	CAD	7,23 %	2025-2031	33 636	36 767
Fitzsimmons Creek	CAD	4,95 %	2026	17 194	17 805
Rutherford Creek	CAD	6,88 %	2023	—	8 714
Guayacán	USD	6,85 %	2032	10 985	11 875
Autres	USD	7,17 %	2025	4 894	5 345
Secteur de la production éolienne					
Innergex Cartier Énergie	CAD	4,46 %	2032	356 817	402 965
Mesgi'g Ugnu's'n	CAD	4,14 %	2026-2036	196 333	209 929
Yonne et Yonne II	EURO	1,35 %	2031-2039	81 804	88 229
Innergex France (d)	EURO	5,67 %	2033	81 079	—
Rougemont 2	EURO	3,15 %	2035	60 180	64 556
Vaite	EURO	3,02 %	2035	53 669	57 939
Rougemont 1	EURO	3,12 %	2035	52 521	56 420
Plan Fleury	EURO	1,65 %	2032-2034	33 450	36 869
Les Renardières	EURO	1,70 %	2032-2034	29 371	32 431
Beaumont	EURO	2,59 %	2027-2031	18 331	20 943

(suite)	Monnaie	Taux d'intérêt	Échéance	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Montjean	EURO	1,32 %	2026-2031	13 940	15 812
Theil Rabier	EURO	1,32 %	2026-2031	13 940	15 812
Autres	EURO	3,33 %	2024-2030	39 105	46 645
Boswell (e)	USD	6,51 %	2034	497 599	—
Mountain Air	USD	5,47 %	2029-2032	139 687	153 282
Foard City	USD	3,91 %	2026	14 323	18 165
Secteur de la production solaire					
Sault Ste. Marie (f)	CAD	3,62 %	2026	146 301	—
Stardale	CAD	5,38 %	2032	70 471	72 934
Phoebe	USD	5,06 %	2026	128 764	136 591
Hillcrest	USD	2,66 %	2028	81 827	89 363
San Andrés (g)	USD	7,38 %	2025	32 140	—
Hale Kuawehi	USD	5,81 %	2023	—	4 897
Autres	USD	5,67 %	2023	—	15 812
				4 889 469	4 088 456
Total des prêts et emprunts à long terme				6 356 399	5 837 513
Frais de financement différés				(75 252)	(78 303)
				6 281 147	5 759 210
Tranche à court terme des prêts et emprunts à long terme				(248 878)	(374 397)
Prêts et emprunts à long terme				6 032 269	5 384 813

1. Les taux d'intérêt tiennent compte des effets des instruments de couverture. Au 31 décembre 2023, exclusion faite du financement de la construction du projet éolien Boswell Springs, qui fait l'objet d'un swap de taux d'intérêt différé, environ 96,7 % du total des prêts et emprunts à long terme de la Société étaient soit à taux fixe, soit couverts. Se reporter à la note 28 a) i) « Risque de taux d'intérêt ».
2. Les taux d'intérêt reflètent le taux de rendement interne requis par les investisseurs participant au partage fiscal respectifs.
3. La date d'échéance de ces obligations dépend des dates auxquelles l'investisseur participant au partage fiscal atteint le taux de rendement cible convenu.
4. Les débetures convertibles à 4,65 % sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 22,90 \$ par action.
5. Les débetures convertibles à 4,75 % sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 20,00 \$ par action.
6. Représente le point de basculement prévu tel qu'estimé à la date du financement final des investisseurs participant au partage fiscal. Le point de basculement réel peut différer, en fonction des résultats d'exploitation respectifs des installations.

La valeur comptable des actifs donnés en garantie des prêts s'élevait à 6 087 083 \$ (5 792 466 \$ en 2022).

Les lettres de crédit aux termes de la facilité de crédit à terme renouvelable et des emprunts liés aux projets s'élèvent à 439 019 \$ (302 059 \$ en 2022). En outre, la Société dispose également d'une facilité sous forme de lettres de crédit garantie par Exportation et développement Canada (« EDC »). Le 12 avril 2023, la Société a accru de 50 000 \$ sa facilité de lettre de crédit existante pour la porter à un montant de 200 000 \$. Au 31 décembre 2023, des lettres de crédit d'un montant de 178 722 \$ avaient été émises.

Les investisseurs participant au partage fiscal dans des projets éoliens aux États-Unis exigent généralement des garanties liées aux commanditaires comme condition préalable à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal, la Société 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 questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

Au 31 décembre 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

La Société dispose d'une facilité de crédit à terme renouvelable venant à échéance en 2027 et dont le montant disponible est de 950 000 \$. La facilité est assortie de clauses exigeant un ratio minimal de couverture des intérêts et un ratio maximal de couverture de la dette. Le taux d'intérêt applicable à cette facilité de crédit renouvelable est variable, basé sur le taux préférentiel de la banque, les taux des acceptations bancaires, le taux de base américain, le SOFR ou l'EURIBOR, plus un écart qui dépend du ratio de couverture des intérêts et du ratio d'endettement. Au 31 décembre 2023, une somme de 6 059 \$ avait été utilisée pour émettre des lettres de crédit.

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.

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.

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) Financement hydroélectrique

Le 14 novembre 2023, la Société a conclu un financement de projet sans recours de 185 459 \$, dont une facilité de prêt à terme de 179 915 \$ portant intérêt à un taux effectif de 6,12 % et une facilité de réserve de 5 544 \$, pour financer un portefeuille de centrales hydroélectriques canadiennes sans levier financier en exploitation regroupant les centrales Gilles-Lefrançois, Miller Creek et Rutherford Creek. La facilité de prêt à terme comprend une tranche de 59 400 \$ qui arrivera à échéance en 2038 et une tranche de 120 500 \$ qui arrivera à échéance en 2043, ce qui correspond à la durée restante des contrats d'achat d'électricité des centrales.

d) Innergex France

Le 26 octobre 2023, parallèlement à la réalisation de l'investissement provenant d'une participation ne donnant pas le contrôle dans le portefeuille d'Innergex en France, une portion de 30 % du prêt aux actionnaires précédemment payable à Innergex et éliminée lors de la consolidation, d'un montant total de 55 435 € (80 064 \$), dont des intérêts courus de 2 559 € (3 696 \$) comptabilisés dans les fournisseurs et autres créditeurs, a été émise à Crédit Agricole Assurances. Le prêt aux actionnaires porte intérêt à 5,67 % et arrive à échéance le 30 juin 2033. Au 31 décembre 2023, un montant total de 55 435 € (81 079 \$) était impayé au titre des prêts et emprunts à long terme.

Au 31 décembre 2023, un prêt aux actionnaires équivalent portant intérêt à 5,67 % et arrivant à échéance le 30 juin 2033, d'un montant total de 129 348 € (189 184 \$), était à payer à Innergex et a été éliminé lors de la consolidation.

e) 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 se compose d'un emprunt lié à la construction de 207 002 \$ US (272 995 \$) et d'un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 326 629 \$ US (430 758 \$), ainsi que d'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 du financement par participation au partage fiscal.

La Société a conclu trois swaps différés de taux d'intérêt qui entreront en vigueur au moment de la conversion du crédit-relais pour la construction en un prêt à terme sans recours d'une durée de 10 ans, autour de décembre 2024, pour un montant nominal couvert total de 152 490 \$ US (206 166 \$) à un taux fixe de 3,268 %.

f) 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.

g) 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 %.

22. AUTRES PASSIFS

	Contreparties éventuelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débeture de SM S.E.C.	Droits de propriété futurs	Produits différés	Obligations locatives	Total
Au 1er janvier 2023	11 233	118 701	36 249	19 700	17 903	265 827	469 613
Acquisitions d'entreprises (note 4)	—	1 463	—	—	—	—	1 463
Cessions d'entreprises (note 5)	—	—	—	—	—	(1 290)	(1 290)
Nouvelles obligations	—	5 462	—	—	4 270	24 413	34 145
Charges d'intérêts incluses dans les charges financières	—	—	5 384	—	—	—	5 384
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	16	6 942	—	1 118	—	—	8 076
Réévaluation	25 563	12 128	—	3 582	—	2 070	43 343
Paiements	(1 622)	—	—	—	—	(5 513)	(7 135)
Incidence des variations du taux de change	(1 113)	(1 017)	—	—	—	(4 512)	(6 642)
Au 31 décembre 2023	34 077	143 679	41 633	24 400	22 173	280 995	546 957
Tranche courante des autres passifs	(257)	—	—	—	—	(6 150)	(6 407)
Tranche non courante des autres passifs	33 820	143 679	41 633	24 400	22 173	274 845	540 550

	Contreparties éventuelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débeture de SM S.E.C.	Droits de propriété futurs	Produits différés	Obligations locatives	Total
Au 1er janvier 2022	11 049	165 808	31 210	35 117	18 702	157 109	418 995
Acquisitions d'entreprises	—	11 914	—	—	—	47 108	59 022
Nouvelles obligations	—	—	—	—	—	11 453	11 453
Charges d'intérêts incluses dans les charges financières	—	—	5 039	—	—	—	5 039
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	27	5 748	—	1 242	—	—	7 017
Réévaluation	—	(66 594)	—	(16 659)	—	41 977	(41 276)
Amortissement	—	—	—	—	(799)	—	(799)
Paiements	(520)	—	—	—	—	(3 515)	(4 035)
Incidence des variations du taux de change	677	1 825	—	—	—	11 695	14 197
Au 31 décembre 2022	11 233	118 701	36 249	19 700	17 903	265 827	469 613
Tranche courante des autres passifs	(256)	—	—	—	—	(5 494)	(5 750)
Tranche non courante des autres passifs	10 977	118 701	36 249	19 700	17 903	260 333	463 863

a) Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations proviennent essentiellement des obligations exigeant de mettre hors service les actifs des parcs éoliens et solaires à l'expiration des baux fonciers. Les parcs éoliens et solaires sont construits sur des terrains détenus en vertu de contrats de location qui viennent à expiration, après l'exercice de ses options de renouvellement, au moins 30 et 35 ans après leur signature, respectivement.

Au 31 décembre 2023, les flux de trésorerie ont été actualisés à des taux variant de 3,52 % à 7,17 % (4,42 % à 7,90 % en 2022), pour déterminer les obligations.

b) Intérêts payables au titre de la débenture de Sainte-Marguerite

Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064. L'associé, le Régime de rentes du Mouvement Desjardins, est considéré comme une partie liée. Les intérêts impayés sont composés et comptabilisés dans les autres passifs non courants.

c) Droits de propriété futurs

Les autres passifs comprennent divers passifs liés aux droits de propriété futurs détenus par les Premières Nations relativement aux installations d'Upper Lilloet River, de Boulder Creek, de Big Silver Creek et de Tretheway Creek, dont la contrepartie a été inscrite aux immobilisations incorporelles.

d) Obligations locatives

La Société conclut divers contrats de location pour la conduite de ses activités. Les contrats de location portent principalement sur le droit de l'utilisation des terres, principalement pour les éoliennes et les panneaux solaires installés par la Société. Les baux fonciers portent sur un nombre variable d'années, avec des options de renouvellement ultérieures, que la Société prévoit d'exercer jusqu'à la fin des durées d'utilité prévues des projets respectifs. La majorité des contrats de location prévoient des paiements de loyer supplémentaires qui sont fondés sur les changements des indices de prix locaux.

e) Lettre de crédit de Mesgi'g Ugju's'n

En 2021, la Société s'est prévalu du montant total d'une lettre de crédit de 19 642 \$ pour couvrir certaines obligations de prestation non satisfaites à la suite de la faillite du prestataire de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes de Mesgi'g Ugju's'n. Le produit est assujéti à des restrictions en vertu de l'accord de crédit de Mesgi'g Ugju's'n et, par conséquent, il a été comptabilisé dans les autres actifs non courants, et l'obligation connexe a été comptabilisée dans les autres passifs non courants. Le produit sera utilisé ultérieurement pour pallier les obligations de prestation non satisfaites en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

f) Contreparties éventuelles

Le 9 juillet 2021, la Société a acquis la participation restante de 50 % dans Energía Llaima SpA (« Energía Llaima »). Le prix d'achat comprenait une contrepartie éventuelle évaluée à 3 650 \$ US (4 827 \$), calculée en fonction de la juste valeur des terrains détenus par Inversiones La Frontera Sur SpA et Inversiones San Carlos SpA à la date de l'acquisition. La contrepartie éventuelle doit être payée dans les cinq à six années suivant la clôture de l'acquisition.

Le 25 octobre 2021, Innergex et HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, ont acquis le portefeuille d'actifs hydroélectriques Curtis Palmer situé à Corinth, New York. Le prix d'achat comprenait une contrepartie éventuelle, sous réserve de l'évolution du cours du marché du New York Independent System Operator (« NYISO ») au cours des années civiles 2023 et 2024, qui est limité à 30 000 \$ US. Le 31 décembre 2023, la contrepartie éventuelle a été réévaluée à 21 816 \$ US (28 854 \$).

23. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

Autorisé

Le capital autorisé de la Société comprend un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables au gré du porteur et au gré de l'émetteur. Cela comprend jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif ajustable de série A (les « actions privilégiées de série A »), jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif variable de série B (les « actions privilégiées de série B ») et jusqu'à 2 000 000 d'actions privilégiées rachetables à taux de dividende cumulatif fixe de série C (les « actions privilégiées de série C »).

Actions émises et en circulation

Aux	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Nombre d'actions ordinaires	204 321 381	204 132 833
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000

a) Actions ordinaires

La variation du nombre d'actions ordinaires se présentait comme suit :

Aux	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Émises et entièrement libérées		
Au début de l'exercice	204 132 833	192 493 999
Émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	188 548	73 865
Émises au moment du premier appel public à l'épargne	—	9 718 650
Émises à la suite de l'Alliance stratégique avec Hydro-Québec	—	2 100 000
Rachats	—	(253 681)
À la fin de l'exercice	204 321 381	204 132 833
Détenues en fiducie en vertu du régime d'actions liées au rendement		
Au début de l'exercice	(592 257)	(541 261)
Achetées	(185 410)	(178 597)
Attribuées	63 935	127 601
À la fin de l'exercice	(713 732)	(592 257)
Actions ordinaires en circulation à la fin de l'exercice	203 607 649	203 540 576

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.

b) Actions privilégiées

Actions privilégiées de série A

Les porteurs d'actions privilégiées de série A ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année. Le taux de dividende annuel pour la période de cinq ans débutant le 15 janvier 2021 équivaut à 0,8110 \$ par action.

Chaque porteur d'actions privilégiées de série A a le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions privilégiées de série A en actions privilégiées de série B de la Société à raison de une action privilégiée de série B pour chaque action privilégiée de série A convertie, sous réserve de certaines conditions, le 15 janvier 2021 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite. En outre, la Société a le droit de racheter les actions privilégiées de série A en circulation, que ce soit en totalité ou en partie, le 15 janvier 2021, et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite.

Actions privilégiées de série B

Les porteurs d'actions privilégiées de série B auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux variable, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement et se chiffreront à un montant annuel par action privilégiée de série B correspondant à la somme du taux des bons du Trésor de la période trimestrielle précédente, majoré de 2,79 % par année, établi le 30^e jour avant le premier jour de la période à taux variable trimestrielle applicable, multiplié par 25,00 \$.

Actions privilégiées de série C

Les porteurs d'actions privilégiées de série C ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,4375 \$ par action. La Société a le droit de racheter les actions privilégiées de série C en circulation, que ce soit en totalité ou en partie.

Rémunération fondée sur des titres de capitaux propres

a) Régime d'options sur actions

La Société a un régime d'options sur actions qui prévoit l'attribution d'options par le conseil d'administration aux employés, aux dirigeants, aux administrateurs et à certains conseillers de la Société et de ses filiales en vue d'acquérir des actions ordinaires. Les options attribuées en vertu du régime d'options sur actions seront assorties d'un prix d'exercice ne pouvant être inférieur au prix du marché des actions ordinaires à la date d'attribution de l'option, calculé selon le cours moyen des actions ordinaires, pondéré en fonction du volume, à la Bourse de Toronto, au cours des cinq jours de Bourse précédant la date d'attribution. Le nombre maximal d'actions ordinaires de la Société pouvant être émises à l'exercice d'options attribuées aux termes du régime d'options d'achat d'actions est 4 064 123. Les actions ordinaires visées par une option qui expire ou est résiliée sans avoir été intégralement exercée peuvent être visées par une autre option. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des administrateurs n'exerçant pas de fonctions de gestion au sein de la Société aux termes du régime d'options sur actions ne peut jamais dépasser 1 % des actions ordinaires émises et en circulation. Les options doivent être exercées au cours d'un délai établi par le conseil d'administration, qui ne peut dépasser 10 ans suivant la date d'attribution. Les droits rattachés aux options attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis annuellement en tranches égales pendant un délai de quatre à cinq ans suivant la date d'attribution.

	31 décembre 2023		31 décembre 2022	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
En circulation au début de l'exercice	284 769	16,75	265 570	16,83
Attribuées au cours de l'exercice	60 873	15,08	51 352	17,50
Annulées au cours de l'exercice	(56 531)	14,65	(32 153)	18,59
En circulation à la fin de l'exercice	289 111	16,81	284 769	16,75
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	173 015	16,49	186 088	15,55

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2023 :

Années d'attribution	Nombre d'options en circulation	Prix d'exercice (\$)	Nombre d'options pouvant être exercées	Échéance
2017	54 411	14,52	54 411	2024
2019	63 878	14,41	63 878	2026
2020	41 374	20,52	31 031	2027
2021	26 201	24,49	13 101	2028
2022	42 374	17,50	10 594	2029
2023	60 873	15,08	—	2030
	289 111		173 015	

La durée de vie contractuelle moyenne pondérée des options sur actions en circulation est de cinq ans.

Une charge de rémunération de 59 \$ a été comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 dans le cadre du régime d'options sur actions (35 \$ en 2022).

Attribuées

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, 60 873 options ont été attribuées. Les options attribuées deviennent acquises en trois tranches égales du 24 février 2026 au 24 février 2028 et doivent être exercées avant le 24 février 2030 à un prix d'exercice de 15,08 \$.

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

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

	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Taux d'intérêt sans risque	3,46 %	1,78 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,72 \$	0,72 \$
Durée prévue des options	6	6
Volatilité attendue	27,94 %	26,77 %

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

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

Régime d'actions liées au rendement

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, 325 708 droits d'actions liées au rendement ont été attribués. Les droits d'actions liées au rendement deviendront acquis le 31 décembre 2025.

Par ailleurs, 145 001 droits d'actions liées au rendement ont été acquis au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

L'objectif du régime d'ALR est de motiver les employés clés et les membres de la haute direction à créer de la valeur économique à long terme pour la Société et ses actionnaires. Cette partie du régime incitatif fondé sur des titres de capitaux propres incite les employés clés et les membres de la haute direction à privilégier la performance de l'entreprise au cours des trois prochaines années par rapport au rendement total pour les actionnaires et à un groupe de pairs. L'attribution est versée à la fin de la période de trois ans en fonction de la performance de la Société par rapport aux objectifs fixés au début de cette période.

La date d'acquisition des droits d'actions liées au rendement est déterminée à la date d'attribution, qu'elle ne doit pas dépasser de trois ans. La juste valeur des droits d'actions liées au rendement est déterminée à la date d'attribution d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits d'actions liées au rendement qui vont éventuellement devenir acquis. À la date d'acquisition des droits, chaque droit d'actions liées au rendement permet à son détenteur d'acquérir une action ordinaire de la Société et tous les dividendes réinvestis de celle-ci accumulés à partir de la date d'attribution, ces dividendes pouvant être versés en trésorerie, en actions ou en une combinaison des deux à la seule discrétion de la Société.

De temps à autre, la Société fournit des instructions à un fiduciaire conformément aux modalités d'une convention de fiducie visant l'achat d'actions ordinaires de la Société sur le marché libre dans le cadre du régime d'ALR. Ces actions sont détenues en fiducie dans l'intérêt des bénéficiaires, et ce, tant que les droits d'actions liées au rendement n'ont pas été acquis ou qu'elles n'ont pas été annulées. Le coût de ces achats a été déduit du capital social.

Régime d'unité d'actions différées

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, 62 219 unités ont été attribuées.

Conformément au régime d'UAD de la Société, les administrateurs reçoivent une partie de leur rémunération sous forme d'UAD au lieu d'une rémunération en trésorerie. Les dirigeants peuvent choisir de recevoir la totalité ou une partie de leur prime sous forme d'UAD au lieu d'une rémunération en trésorerie. On entend par UAD une unité dont la valeur est déterminée en fonction de la valeur d'une action ordinaire. Lorsqu'un dividende est versé sur les actions ordinaires, des UAD additionnelles correspondant au dividende versé sont créditées au compte d'UAD de l'administrateur ou du dirigeant.

Les UAD ne peuvent être rachetées en trésorerie ou en actions tant que l'administrateur ou le dirigeant n'a pas quitté la Société. Les UAD ne sont pas des actions, elles ne peuvent être converties en actions et elles ne sont pas assorties de droits de vote. Les UAD reçues et détenues par les administrateurs et les dirigeants en remplacement d'une rémunération en trésorerie représentent un investissement à risque dans la Société. La valeur des UAD est fondée sur la valeur des actions ordinaires; elle n'est donc pas garantie.

Sommaire

	31 décembre 2023		31 décembre 2022	
	ALR	UAD	ALR	UAD
Solde au début de l'exercice	531 351	215 612	526 519	162 512
Attribuées au cours de l'exercice	325 708	62 219	251 650	44 745
Payées au cours de l'exercice	(145 001)	—	(185 910)	—
Échues au cours de l'exercice	(40 177)	—	(84 261)	—
Réinvestissement de dividendes au cours de l'exercice	46 060	16 915	23 353	8 355
Solde à la fin de l'exercice	717 941	294 746	531 351	215 612

Une charge de rémunération de 2 400 \$ a été comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 dans le cadre du régime d'ALR et du régime d'UAD (3 171 \$ en 2022).

Dividendes

a) Régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »)

La Société a mis en place un RRD à l'intention de ses actionnaires. Ce régime donne la possibilité aux actionnaires ordinaires admissibles de réinvestir une partie ou la totalité des dividendes qu'ils reçoivent dans l'achat d'actions ordinaires supplémentaires de la Société, sans payer de frais, tels que des frais de courtage et de gestion. Les actions pourront soit être achetées sur le marché libre, soit être émises. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, 188 548 actions (73 865 actions en 2022) ont été nouvellement émises aux termes du RRD.

b) Dividendes déclarés

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Exercices clos les 31 décembre			
	2023		2022	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,7200	147 058	0,7200	146 957
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,8110	2 757	0,8110	2 757
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	1,4375	2 875	1,4375	2 875

Dividendes déclarés après la clôture de la période et non comptabilisés à la clôture de la période de présentation de l'information financière

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 avril 2024 :

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
21 février 2024	28 mars 2024	15 avril 2024	0,0900 \$	0,2028 \$	0,3594 \$

24. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Écarts de conversion au titre des établissements à l'étranger	Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	Couverture de flux de trésorerie – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Quote-part de la couverture de flux de trésorerie des coentreprises et des entreprises associées – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Total
Solde au 1er janvier 2023	43 011	(1 323)	151 240	3 742	196 670
Cessions d'entreprises (note 5)	(1 133)	—	(948)	—	(2 081)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 26)	1 021	—	(3 247)	—	(2 226)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	(26 572)	—	—	—	(26 572)
Perte de couverture	—	(4 530)	(40 844)	(3 705)	(49 079)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	3 677	—	2 001	—	5 678
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle (note 4)	332	—	—	—	332
Charge d'impôt différé connexe	—	—	9 170	998	10 168
Solde au 31 décembre 2023	20 336	(5 853)	117 372	1 035	132 890

	Écarts de conversion au titre des établissements à l'étranger	Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	Couverture de flux de trésorerie – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Quote-part de la couverture de flux de trésorerie des coentreprises et des entreprises associées – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Total
Solde au 1er janvier 2022	(35 878)	574	(11 987)	(3 333)	(50 624)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	97 131	—	—	—	97 131
(Perte) profit de couverture	—	(3 484)	220 511	9 683	226 710
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	(15 633)	(3 453)	(7 166)	—	(26 252)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	(2 609)	5 040	3 872	—	6 303
Recouvrement d'impôt différé connexe	—	—	(53 990)	(2 608)	(56 598)
Solde au 31 décembre 2022	43 011	(1 323)	151 240	3 742	196 670

25. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Débiteurs	(44 108)	(27 704)
Charges payées d'avance et autres	(11 443)	(1 493)
Fournisseurs et autres créditeurs	22 150	14 679
	(33 401)	(14 518)

b) Renseignements supplémentaires

	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(274 538)	(221 662)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(9 849)	(6 699)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(19 511)	(1 654)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(1 164)	(397)
Total des charges financières	(305 062)	(230 412)
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Variation des immobilisations corporelles impayées	7 126	36 444
Crédits d'impôt à l'investissement	(9 201)	8 535
Variation des autres actifs non courants	(204)	261
Variation des coûts de développement de projets impayés	(1 220)	546
Réévaluation des autres passifs	17 779	(41 276)
Évaluation initiale des autres passifs	29 876	11 453
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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Variations des prêts et emprunts à long terme		
Dettes à long terme au début de la période	5 759 210	4 924 435
Cessions d'entreprises	(16 108)	—
Augmentation de la dette à long terme	1 485 589	1 737 819
Remboursement de la dette à long terme	(1 025 345)	(1 509 591)
Reclassement des intérêts à payer	—	23 315
Paiement des frais de financement différés	(16 444)	(20 278)
Acquisitions d'entreprises (note 4)	164 262	478 488
Attributs fiscaux	(1 776)	(2 453)
Crédits d'impôt sur la production	(71 684)	(64 729)
Autres charges financières hors trésorerie	58 164	62 715
Écarts de change, montant net	(54 721)	129 489
Prêts et emprunts à long terme à la fin de la période	6 281 147	5 759 210

26. FILIALES NON ENTIÈREMENT DÉTENUES

Nom des filiales	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par les détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		Bénéfice (perte) attribué(e) aux participations ne donnant pas le contrôle pour les exercices clos les		Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	
		31 décembre		31 décembre		31 décembre	
		2023	2022	2023	2022	2023	2022
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Canada	49,99 %	49,99 %	(8 961)	(18 770)	10 190	19 151
Kwoiek Creek Resources L.P. ^{1,2}	Canada	50,00 %	50,00 %	(2 970)	(2 942)	(20 796)	(17 826)
Parc éolien Mesgi'g Ujju's'n (MU) S.E.C. ^{1,2}	Canada	50,00 %	50,00 %	9 178	11 303	(5 193)	(5 391)
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.	Canada	49,99 %	49,99 %	(3 241)	(3 003)	(21 935)	(18 694)
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales ⁴	Canada/ Europe	— %	— %	—	3 999	—	—
Innergex France S.A.S. et ses filiales ³	Europe	30,00 %	— %	1 795	—	6 160	—
Mountain Air Alternatives LLC et ses filiales ⁵	États-Unis	— %	— %	—	2 044	—	—
Innergex HQI USA LLC et ses filiales ²	États-Unis	50,00 %	50,00 %	(2 530)	(423)	147 639	186 595
Autres	Divers	Divers	Divers	(634)	(1 704)	2 380	6 397
				(7 363)	(9 496)	118 445	170 232

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans la filiale.
2. Selon les modalités des contrats en vertu desquels ces entités ont été établies, la Société est exposée et a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice, et elle a la capacité actuelle de diriger les activités de ces entités qui influent le plus sur les rendements.
3. Le 26 octobre 2023, la Société a cédé une participation ne donnant pas le contrôle de 30 % dans Innergex France S.A.S.
4. Le 4 octobre 2022, la Société a acquis la participation restante dans Société en commandite Innergex Europe (2015).
5. Le 14 décembre 2022, la Société a acquis la participation restante dans Mountain Air Alternatives LLC.

Investissement provenant de participations ne donnant pas le contrôle dans le portefeuille d'Innergex en France

Le 26 octobre 2023, la Société a conclu un partenariat à long terme avec Crédit Agricole Assurances, en lien avec Crédit Agricole Centre-Est, pour une participation ne donnant pas le contrôle de 30 % dans Innergex France S.A.S. et ses filiales, ce qui représente un investissement de 129 546 € (187 676 \$).

L'investissement est composé d'une participation de 30 % de 71 552 € (103 916 \$) et d'un prêt aux actionnaires de 55 435 € (80 064 \$), dont des intérêts courus et impayés de 2 559 € (3 696 \$). Dans le cadre de cette transaction, la Société a comptabilisé un montant de 5 792 \$ dans les participations ne donnant pas le contrôle, un prêt aux actionnaires de 83 760 \$ et un profit sur une transaction avec une participation ne donnant pas le contrôle de 86 274 \$ dans les capitaux propres attribuables aux propriétaires. Les coûts de transaction et l'impôt sur le résultat de 4 157 \$ et de 7 693 \$, respectivement, ont été comptabilisés directement dans les capitaux propres.

Une somme totale de 55 435 € (81 079 \$) en prêts aux actionnaires à Crédit Agricole était impayée au titre des prêts et emprunts à long terme au 31 décembre 2023. Un prêt aux actionnaires équivalent, totalisant 129 348 € (189 184 \$), était payable à Innergex et a été éliminé au moment de la consolidation.

Le tableau suivant présente l'incidence sur les capitaux propres attribuables aux propriétaires de la Société au cours de la période.

	Exercice clos le 31 décembre 2023
Contrepartie totale reçue	187 676
Prêt aux actionnaires, y compris les intérêts à payer	83 760
Contrepartie reçue pour la participation au partage fiscal	103 916
Coûts de transaction	(4 157)
Contrepartie reçue pour la participation au partage fiscal, déduction faite des coûts de transaction	99 759
Valeur comptable de la participation vendue	5 792
Augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires	93 967
Incidence fiscale	(7 693)
Augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires, déduction faite de l'impôt sur le résultat	86 274

L'information financière relative à chacune des filiales de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle importantes est résumée ci-après, avant les éliminations intragroupes.

	Exercice clos le 31 décembre 2023					
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte- Marguerite	Innergex France (période de 67 jours)	Innergex HQI USA
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global						
Produits	40 808	15 755	51 980	9 143	34 259	77 324
Charges	58 734	21 695	28 281	15 623	28 253	82 384
(Perte nette) bénéfice net	(17 926)	(5 940)	23 699	(6 480)	6 006	(5 060)
Autres éléments du résultat global	—	—	(989)	—	(4 583)	(6 909)
Total du résultat global	(17 926)	(5 940)	22 710	(6 480)	1 423	(11 969)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :						
Propriétaires de la société mère	(8 965)	(2 970)	14 521	(3 239)	4 211	(2 530)
Participations ne donnant pas le contrôle	(8 961)	(2 970)	9 178	(3 241)	1 795	(2 530)
	(17 926)	(5 940)	23 699	(6 480)	6 006	(5 060)
Total du résultat global attribuable aux :						
Propriétaires de la société mère	(8 965)	(2 970)	13 915	(3 239)	1 003	(5 985)
Participations ne donnant pas le contrôle	(8 961)	(2 970)	8 795	(3 241)	420	(5 984)
	(17 926)	(5 940)	22 710	(6 480)	1 423	(11 969)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie						
Entrées (sorties) de trésorerie liées aux activités d'exploitation	(210)	3 953	34 348	3 862	6 972	65 885
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	(14 237)	(2 087)	(36 293)	(3 213)	(16 101)	(65 944)
Entrées (sorties) de trésorerie liées aux activités d'investissement	20 562	(850)	(3 830)	(1 432)	(1 173)	(175)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	—	—	—	888	(71)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	6 115	1 016	(5 775)	(783)	(9 414)	(305)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	8 597	—	—	32 972

	Exercice clos le 31 décembre 2022						
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe (période de 277 jours) ^{1,2}	Mountain Air (période de 348 jours) ³	Innergex HQI USA
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global							
Produits	38 130	14 870	58 966	9 484	58 311	35 392	54 525
Charges	75 675	20 753	28 841	15 491	45 176	29 974	55 371
(Perte nette) bénéfice net	(37 545)	(5 883)	30 125	(6 007)	13 135	5 418	(846)
Autres éléments du résultat global	—	—	2 602	—	24 491	10 577	24 885
Total du résultat global	(37 545)	(5 883)	32 727	(6 007)	37 626	15 995	24 039
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :							
Propriétaires de la société mère	(18 775)	(2 941)	18 822	(3 004)	9 136	3 374	(423)
Participations ne donnant pas le contrôle	(18 770)	(2 942)	11 303	(3 003)	3 999	2 044	(423)
	(37 545)	(5 883)	30 125	(6 007)	13 135	5 418	(846)
Total du résultat global attribuable aux :							
Propriétaires de la société mère	(18 775)	(2 941)	20 447	(3 004)	26 169	9 958	12 020
Participations ne donnant pas le contrôle	(18 770)	(2 942)	12 280	(3 003)	11 457	6 037	12 019
	(37 545)	(5 883)	32 727	(6 007)	37 626	15 995	24 039
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie							
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	1 177	6 294	44 634	2 817	91 860	19 573	43 212
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	(13 342)	(2 021)	(45 016)	(2 913)	(71 036)	(17 365)	(57 225)
(Sorties) entrées de trésorerie liées aux activités d'investissement	(2 650)	(1 745)	(689)	731	58	(330)	—
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	—	—	—	(3 547)	742	445
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(14 815)	2 528	(1 071)	635	17 335	2 620	(305)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	11 482	—	—	7 387	28 613

1. Le 4 octobre 2022, la Société a acquis la participation restante dans Société en commandite Innergex Europe (2015).

2. Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation comprennent un profit réalisé de 43 458 \$ sur la monétisation de contrats de change à terme euro-dollar canadien. Les sorties de trésorerie liées aux activités de financement comprennent le remboursement de débetures pour une contrepartie totale de 96 350 \$, partiellement compensé par un apport de capital de la société mère d'un montant de 53 042 \$.

3. Le 14 décembre 2022, la Société a acquis la participation restante dans Mountain Air Alternatives LLC.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2023					
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex France	Innergex HQI USA
Actifs courants	14 509	8 450	16 839	2 408	80 753	12 727
Actifs non courants	512 090	161 276	254 882	113 011	734 955	313 711
	526 599	169 726	271 721	115 419	815 708	326 438
Passifs courants	25 973	25 347	17 846	12 818	86 026	2 297
Passifs non courants	443 225	194 198	221 311	129 908	709 148	28 854
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires	47 211	(29 023)	37 757	(5 372)	14 374	147 648
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	10 190	(20 796)	(5 193)	(21 935)	6 160	147 639
	526 599	169 726	271 721	115 419	815 708	326 438

	Au 31 décembre 2022				
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex HQI USA
Actifs courants	14 035	6 014	21 937	2 319	11 877
Actifs non courants	539 070	164 068	260 700	114 685	368 126
	553 105	170 082	282 637	117 004	380 003
Passifs courants	29 399	17 409	17 252	9 608	2 512
Passifs non courants	448 380	196 552	233 333	128 223	4 292
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires	56 175	(26 053)	37 443	(2 133)	186 604
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	19 151	(17 826)	(5 391)	(18 694)	186 595
	553 105	170 082	282 637	117 004	380 003

27. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

a) Rémunération des principaux dirigeants

Le tableau suivant présente les transactions que la Société a conclues avec ses principaux dirigeants. Les membres du conseil d'administration ainsi que le président et chef de la direction, le chef de la direction financière, le chef de la direction administrative, le chef de la direction des affaires juridiques et secrétaire, la chef de la direction des ressources humaines et tous les vice-présidents principaux et vice-présidents font partie de ce groupe.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Salaires et avantages à court terme	8 790	7 670
Jetons de présence	989	1 016
Régime d'actions liées au rendement	1 283	3 172
Paiements fondés sur des actions	59	35
	11 121	11 893

b) Transactions avec des associés

Les transactions entre parties liées menées dans le cours normal des activités sont évaluées à la juste valeur, soit le montant déterminé et convenu par les parties liées, à moins que des exigences particulières aux termes des IFRS ne justifient un traitement différent.

Les filiales de la Société ont conclu les transactions suivantes avec des associés :

- Actions ordinaires émises à Hydro-Québec en 2022 et paiements de dividendes en 2023 et en 2022.
- Ventes effectuées dans le cadre des CAÉ avec Hydro-Québec (voir la note 31 - Principaux clients).
- EVLO, une filiale d'Hydro-Québec, a fourni des batteries dans le cadre du projet de stockage d'énergie Tonerre en 2022.
- Acquisition de la participation restante dans le parc solaire Pampa Elvira de son associé, le Denmark's Investment Fund for Developing Countries (voir la note 4, Acquisitions d'entreprises)

28. 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

Le tableau qui suit présente la valeur comptable et la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris leur niveau dans la hiérarchie des justes valeurs. Il ne contient pas de renseignements sur la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur si la valeur comptable correspond à une estimation raisonnable de la juste valeur. La Société a déterminé que la valeur comptable de ses actifs et passifs financiers courants, ainsi que de ses titres garantis par des gouvernements inclus dans les comptes de réserve, s'approchait raisonnablement de leur juste valeur respective en raison de leur nature à court terme et de leur grande liquidité.

	Niveau de la juste valeur	Au 31 décembre 2023		Au 31 décembre 2022	
		Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers non courants évalués au coût amorti					
Autres investissements inclus dans les autres actifs à long terme	Niveau 2	23 803	23 803	17 178	17 178
Passifs financiers non courants évalués au coût amorti					
Prêts et emprunts à long terme	Niveau 2	6 281 147	6 347 187	5 759 210	5 934 241
Contreparties éventuelles incluses dans les autres passifs non courants	Niveau 3	28 854	28 854	4 292	4 292
Instruments financiers dérivés évalués à la juste valeur					
Swaps de taux d'intérêt	Niveau 2	79 102	79 102	98 138	98 138
Contrats de change à terme	Niveau 2	(8 616)	(8 616)	(3 555)	(3 555)
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	Niveau 3	(66 170)	(66 170)	(69 333)	(69 333)

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.

Contreparties éventuelles

Le prix d'achat de l'acquisition de Curtis Palmer le 25 octobre 2021 comprenait une contrepartie éventuelle, sous réserve de l'évolution du cours du marché du New York Independent System Operator (« NYISO ») au cours des années civiles 2023 et 2024, qui est limité à 30 000 \$ US. Le calcul de la juste valeur de la contrepartie éventuelle donne lieu à une incertitude de mesure, car les courbes des prix du marché sont établies selon certaines données non observables, notamment les produits tirés de la capacité qui découlent des prix établis lors des enchères de puissance saisonnières du NYISO et des cours des certificats d'énergie renouvelable volontaires.

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 31 décembre 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 26,46 \$ US à 117,67 \$ US le MWh entre le 1er janvier 2024 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 de prélèvement devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 0,00 \$ US à 191,19 \$ US le MWh entre le 1er janvier 2024 et le 31 décembre 2030.

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.

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

Couverture du prix de l'électricité de Phoebe : La juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est tirée des prix à terme de l'électricité qui ne sont pas établis en fonction des données observables du marché pour l'ensemble de la période contractuelle. Les courbes des prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South sont conçues en utilisant diverses hypothèses en fonction des prix historiques du marché et 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.

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 »)

Depuis le 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.

Tous les instruments financiers portant intérêt au LIBOR en dollars américains sont passés au taux de financement à un jour garanti (*Secured overnight financing rate* ou « SOFR »).

Canadian Dollar Offered Rate (« CDOR »)

La Société détient actuellement des swaps de taux d'intérêt qui ont des parties variables indexées au CDOR. Le 28 juin 2024, les taux CDOR restants d'une durée de 1 mois, de 2 mois et de 3 mois seront abandonnés ou ne seront plus représentatifs. Les swaps et les relations de couverture de flux de trésorerie au taux CDOR de la Société s'étendent au-delà de la date prévue d'abandon du CDOR.

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 CDOR. Les taux de référence sont cotés chaque jour et les flux de trésorerie au taux CDOR sont échangés avec les contreparties de la manière habituelle.

Il existe une incertitude quant au moment et à la manière dont le remplacement pourrait se produire en ce qui concerne les éléments couverts et les instruments de couverture pertinents. Une telle incertitude pourrait avoir une incidence sur la relation de couverture, laquelle pourrait connaître une inefficacité attribuable aux attentes des intervenants du marché quant au moment où le passage du taux de référence IBOR existant au taux d'intérêt de référence de rechange aura lieu. Cette transition pourrait se produire à des moments différents pour l'élément couvert et l'instrument de couverture, ce qui pourrait occasionner une inefficacité de la couverture. La Société a évalué ses instruments de couverture indexés au CDOR en utilisant les cours du marché disponibles pour des instruments fondés sur le CDOR de même nature et d'échéance similaire, et a évalué le cumul des variations de la valeur actualisée des flux de trésorerie couverts attribuable aux variations du CDOR sur une base similaire. Le montant nominal de l'exposition de la Société au CDOR désigné dans les relations de couverture s'établissait à 1 282 565 \$ au 31 décembre 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 et prix de l'énergie), 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.

i) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Les actifs financiers et les passifs financiers à taux d'intérêt variable exposent la Société à un risque de taux d'intérêt lié aux flux de trésorerie. Le risque que la Société réalise une perte à la suite d'une baisse de la juste valeur d'un titre à court terme inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie et les placements à court terme est limité, car ces placements, bien que facilement convertibles en trésorerie, sont généralement détenus jusqu'à leur échéance.

L'exposition des flux de trésorerie de la Société au risque de taux d'intérêt concerne principalement les prêts et emprunts à long terme à taux variable. La direction atténue ce risque en concluant des accords de financement à taux fixe ou des accords de swap de taux d'intérêt liés à ses accords de financement à taux variable. De temps à autre, la Société peut conclure des contrats à terme sur obligations pour précouverture du risque de taux d'intérêt lié aux futures émissions de dette en fixant un taux d'intérêt pendant la période précédant l'exécution de l'accord de financement.

La Société a désigné les instruments financiers dérivés suivants comme couverture de flux de trésorerie¹ :

Projet	Devise du notionnel ²	Taux variable	Taux du swap	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeurs nominales	
						31 décembre 2023	31 décembre 2022
Siège social							
Innergex	CAD	CDOR	2,18 %	2027	2027	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2028	2027	30 000	30 000
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2028	2027	52 600	52 600
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2024	Aucune	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,30 %	2024	Aucune	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	4,25 %	2031	2024	24 161	26 585
Innergex	CAD	CDOR	1,89 %	2029	2027	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	1,92 %	2029	2027	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,08 %	2034	2029	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,12 %	2034	2027	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,24 %	2049	2029	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,19 %	2049	2029	25 000	25 000
Innergex	CAD	CDOR	3,97 %	2025	Aucune	50 000	50 000
Innergex	CAD	CDOR	3,24 %	2028	2027	50 000	—
Innergex	CAD	CDOR	3,18 %	2030	2027	50 000	—
Innergex	USD	s.o.	3,00 %	2051	Aucune	—	81 854
Alterra	CAD	CDOR	2,57 %	2031	Aucune	100 000	100 000
Alterra	CAD	CDOR	2,60 %	2031	Aucune	12 500	12 500
Alterra	CAD	CDOR	2,51 %	2028	Aucune	62 500	42 500
Secteur de la production hydroélectrique							
Ashlu Creek	CAD	CDOR	4,70 %	2035	2025	71 194	75 309
Fitzsimmons Creek	CAD	CDOR	2,85 %	2041	2026	15 895	16 372
Coyanco	USD	SOFR	1,01 %	2031	Aucune	6 700	7 487
Secteur de la production éolienne							
Rougemont	EUR	EURIBOR	1,35 %	2032	Aucune	99 408	107 889
Vaites	EUR	EURIBOR	1,28 %	2032	Aucune	48 371	52 746
Cartier	CAD	CDOR	2,83 %	2032	Aucune	356 388	402 430
Mesgi'g Ugju's'n	CAD	CDOR	1,91 %	2026	Aucune	36 874	50 470
Cholletz	EUR	EURIBOR	2,64 %	2030	Aucune	8 193	9 296
Foard City	USD	SOFR	2,01 %	2029	2026	14 323	18 165
Boswell	USD	SOFR	3,27 %	2052	2034	201 683	—
Mountain Air	USD	SOFR	1,77 %	2029	Aucune	16 695	19 051
Secteur de la production solaire							
Stardale	CAD	CDOR	3,60 %	2032	Aucune	61 425	64 021
Sault Ste. Marie	CAD	CDOR	1,82 %	2030	2026	124 028	—
Phoebe	USD	SOFR	2,82 %	2037	2026	123 901	130 753
Kokomo	USD	s.o.	1,85 %	2026	Aucune	—	4 854
Spartan	USD	s.o.	2,31 %	2024	Aucune	—	10 957
Hillcrest	USD	SOFR	0,69 %	2041	2028	81 827	89 363
HP Solar I	USD	s.o.	2,40 %	2048	2041	—	55 519
						1 883 666	1 695 721

1. La Société applique un ratio de couverture de 1:1 et détermine l'existence d'une relation économique entre l'instrument de couverture et l'élément couvert sur la base des taux d'intérêt de référence, des échéances et des valeurs nominales. La Société évalue si le dérivé désigné dans chaque relation de couverture est censé être efficace pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert en utilisant la méthode du dérivé hypothétique.
2. Les swaps en dollars américains sont convertis au taux fixe de 1,3226 \$ CA et les swaps en euros sont convertis au taux fixe de 1,4626 \$ CA.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 points de base des taux d'intérêt à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

Swaps de taux d'intérêt	Bénéfice (perte)		Autres éléments du résultat global	
	Augmentation de 10 pdb	Diminution de 10 pdb	Augmentation de 10 pdb	Diminution de 10 pdb
31 décembre 2023	10	(13)	9 309	(9 401)
31 décembre 2022	27	(27)	8 470	(8 554)

ii) Risque de change

Le risque de change s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux de change, à savoir le dollar américain et l'euro par rapport au dollar canadien.

La Société est exposée au risque de change transactionnel dans la mesure où il existe un décalage entre les différentes devises dans lesquelles sont libellés les ventes, les achats, les créances et les emprunts et les monnaies fonctionnelles respectives de la Société et de ses filiales. En dehors de la construction de projets de production d'énergie renouvelable, ces risques transactionnels sont limités étant donné que la majorité des transactions sont effectuées dans les monnaies fonctionnelles respectives de la Société ou de ses filiales.

La Société a des filiales en Europe dont les produits, déduction faite des charges qu'elles engagent, sont rapatriés au Canada. Les contrats de change à terme de la Société sont libellés en euros. Les fonds rapatriés qui ne sont pas utilisés aux fins du service des contrats de change à terme libellés en euros sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de conversion.

La Société a désigné les instruments financiers dérivés suivants comme couverture d'investissement net¹ :

Contrats	Échéance	Valeurs nominales	
		31 décembre 2023	31 décembre 2022
Contrats utilisés pour couvrir le risque de change			
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,4838 \$ CA pour 1 €	2024	109 345	115 317
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,5321 \$ CA pour 1 €	2024	112 905	—
		222 250	115 317

1. La Société applique un ratio de couverture de 1:1. La Société détermine l'existence d'une relation économique entre l'instrument de couverture et l'élément couvert en fonction de la devise et des valeurs nominales. La Société évalue si le dérivé désigné dans chaque relation de couverture est censé être efficace pour compenser les variations de la valeur de l'élément couvert en utilisant la méthode du dérivé hypothétique.

Sensibilité

Un renforcement (affaiblissement) raisonnablement possible de 1 % de l'euro par rapport au dollar canadien à la date de clôture aurait augmenté (diminué) le bénéfice (la perte) et les autres éléments du résultat global des montants indiqués ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

Contrats de change à terme	Bénéfice (perte)		Autres éléments du résultat global	
	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %
31 décembre 2023	(158)	161	(1 459)	1 456
31 décembre 2022	(140)	140	(642)	643

iii) Risque de prix de l'électricité

Le risque de prix de l'électricité s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des cours du marché de l'électricité.

La plupart des ventes d'électricité font l'objet d'ententes à long terme dans le cadre desquelles les preneurs sont liés par des contrats d'achat ferme de la production totale à des prix prédéterminés, jusqu'à concurrence de certains plafonds annuels, et ces prix sont généralement soumis à une inflation annuelle. L'électricité produite par certaines installations de la Société est vendue sur le marché libre en utilisant des couvertures de l'électricité pour gérer l'exposition au risque du prix du marché.

Couverture du prix de l'électricité de Phoebe

Dans le cadre du projet solaire Phoebe, la Société est assujettie à un contrat de couverture du prix de l'électricité de 12 ans venant à échéance le 30 juin 2031. La couverture du prix de l'électricité a été désignée aux fins de la comptabilité de couverture jusqu'au 30 septembre 2019, après quoi la couverture du prix de l'électricité de Phoebe ne répondait plus aux critères d'efficacité de la couverture. La couverture du prix de l'électricité de Phoebe est comptabilisée à la juste valeur, et les variations subséquentes sont comptabilisées à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés. Le profit net latent comptabilisé à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers s'est chiffré à 3 429 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 % des prix à terme du réseau ERCOT South à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

Couverture du prix de l'électricité	Bénéfice (perte)	
	Augmentation de 10 %	Diminution de 10 %
31 décembre 2023	(27 001)	27 001
31 décembre 2022	(29 895)	29 895

Couvertures du prix de l'électricité de Salvador

En vertu du projet solaire Salvador, la Société est assujettie à un portefeuille de couvertures du prix de l'électricité venant à échéance le 31 décembre 2030. Les couvertures du prix de l'électricité de Salvador sont comptabilisées à la juste valeur, et les variations ultérieures sont comptabilisées à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers. La perte nette latente comptabilisée à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers se chiffre à 1 969 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 % des prix à terme des points de prélèvement à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

Couverture du prix de l'électricité	Bénéfice (perte)	
	Augmentation de 10 %	Diminution de 10 %
31 décembre 2023	(2 284)	2 284
31 décembre 2022	(2 318)	2 318

iv) *Comptabilité de couverture*

Tous les instruments de couverture sont comptabilisés dans la tranche courante ou dans la tranche non courante des instruments financiers dérivés dans les états consolidés de la situation financière. Au 31 décembre 2023, les éléments suivants ont été désignés en tant qu'instruments de couverture afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt et le risque de change :

	Valeur nominale de l'instrument de couverture	Valeur comptable de l'instrument de couverture	
		Actifs	Passifs
Couvertures de flux de trésorerie :			
Risque de taux d'intérêt			
Swaps de taux d'intérêt	1 883 666	84 661	(5 637)
Couvertures d'un investissement net :			
Risque de change			
Contrats de change à terme	196 376	252	(8 318)

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des couvertures inefficaces et des profits (pertes) de couverture au 31 décembre 2023 :

	Variations de la juste valeur de l'instrument de couverture comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Couvertures inefficaces comptabilisées en résultat net	Montant provenant de la réserve de couvertures de flux de trésorerie reclassé en résultat net
Couverture de flux de trésorerie :			
Risque de taux d'intérêt			
Swaps de taux d'intérêt	(34 015)	(1 307)	4 936
Risque de prix de l'électricité			
Couverture du prix de l'électricité ¹	—	—	3 442
Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger :			
Risque de change			
Contrats de change à terme	(4 530)	(211)	14

1. Le solde de la réserve de couverture de flux de trésorerie lié au risque de prix de l'électricité à laquelle la comptabilité de couverture n'est plus appliquée est de 22 639 \$.

L'inefficacité est comptabilisée dans la variation de la juste valeur des instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat.

En ce qui concerne les relations de couverture couvrant le risque de taux d'intérêt et le risque de change, l'ajustement en fonction de l'évaluation du crédit apporté à la juste valeur des dérivés de couverture et la désignation de dérivés de couverture dont la juste valeur est autre que nulle au moment de la conclusion de la relation de couverture peuvent entraîner l'inefficacité de la couverture.

b) Risque de crédit

Le risque de crédit s'entend du risque de perte financière pour la Société qui peut résulter du non-respect par une partie de ses obligations contractuelles. L'exposition maximale au risque de crédit à la date de clôture correspond à la valeur comptable des actifs financiers de la Société.

i) Trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et réserves

Au 31 décembre 2023, la Société détenait de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des liquidités soumises à restrictions (note 13) et des réserves incluses dans les autres actifs à long terme (note 19). La Société limite son risque de crédit de contrepartie sur ces actifs en traitant avec de grandes institutions financières canadiennes hautement cotées et, dans une moindre mesure, avec de grandes institutions financières américaines, européennes et chiliennes. La Société n'a enregistré aucune perte de valeur sur ces actifs financiers.

ii) Débiteurs

La plupart des créances clients de la Société proviennent des ventes d'électricité effectuées à des sociétés de services publics, y compris Hydro-Québec, British Columbia Hydro and Power Authority, Hydro One Inc. et ses sociétés liées, Idaho Power Company et Électricité de France. Ces sociétés de services publics sont très bien notées par les différentes agences de notation.

Au Chili, la plupart des créances clients de la Société proviennent de l'électricité vendue à des sociétés de distribution, la majorité étant vendue à de grandes sociétés de distribution très bien notées par les différentes agences de notation.

Les débiteurs comprennent également les taxes à la consommation et les crédits d'impôt à l'investissement qui sont à recevoir des gouvernements, et ont trait principalement au développement et à la construction de projets.

Au 31 décembre 2023, 6 359 \$ (15 199 \$ en 2022) de clients et autres débiteurs étaient en souffrance depuis plus de 90 jours, et des radiations totales de créances dépréciées de 3 437 \$ (2 341 \$ en 2022) ont été comptabilisées au cours de l'exercice. Étant donné que les pertes de crédit attendues sont minimes, les pertes de crédit attendues attribuables au vieillissement des créances n'ont pas été présentées.

iii) Dérivés

Une contrepartie est considérée comme admissible à effectuer des transactions avec la Société dans le cadre d'opérations de couverture de taux d'intérêt ou de devises si et tant que la contrepartie est une banque, une compagnie d'assurance, un courtier en valeurs mobilières, une banque d'investissement ou une autre institution financière, ou toute société affiliée à l'une d'entre elles dont la dette à long terme est notée « A- » (stable) (ou son équivalent) ou mieux par l'une des agences suivantes : i) Standard & Poor's Corporation, ii) Moody's Investor Services Inc., iii) DBRS Limited, ou iv) Fitch Ratings.

c) Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société à effectuer les paiements des passifs au fur et à mesure qu'ils deviennent exigibles. Certaines clauses restrictives des contrats d'emprunt à long terme pourraient également empêcher la Société de rapatrier les fonds provenant de certaines filiales.

Des options de résiliation anticipée sont intégrées à certains instruments de couverture. L'exercice de telles options pourrait exposer la Société à un risque de liquidité. Si une option de résiliation anticipée devait être exercée, la perte réalisée présumée serait contrebalancée par les économies réalisées sur les charges futures, puisqu'une valeur négative découlerait d'un environnement où les taux réels sont plus favorables que les taux incorporés au swap.

La Société avait un fonds de roulement négatif de 48 341 \$ au 31 décembre 2023 (fonds de roulement négatif de 123 665 \$ en 2022). La Société limite sa trésorerie excédentaire par le remboursement de sa facilité de crédit à terme renouvelable. Au besoin, la Société peut toutefois utiliser sa facilité de crédit à terme renouvelable, dont un montant de 467 948 \$ était disponible au 31 décembre 2023 (174 877 \$ en 2022). La Société estime que son fonds de roulement actuel et sa facilité de crédit à terme renouvelable sont suffisants pour combler ses besoins. En outre, advenant une baisse des produits en raison de la diminution de la production ou de bris de matériel importants, la Société possède des comptes de réserve (note 19) et est couverte par des régimes d'assurance.

Le tableau suivant présente les flux de trésorerie contractuels des passifs financiers non dérivés et des instruments financiers dérivés :

	Moins de un an	Entre un an et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Passifs financiers non dérivés				
Fournisseurs et autres créditeurs	280 382	—	—	280 382
Prêts et emprunts à long terme ¹	502 004	3 006 462	5 131 078	8 639 544
Autres passifs	257	33 820	41 633	75 710
Obligations locatives	15 504	67 550	411 135	494 189
Instruments financiers dérivés²				
Swaps de taux d'intérêt	(36 346)	(24 366)	(32 828)	(93 540)
Contrats de change à terme	(180)	189	14 183	14 192
Couverture du prix de l'électricité	19 013	34 927	10 871	64 811
Total	780 634	3 118 582	5 576 072	9 475 288

1. Les flux de trésorerie contractuels comprennent le remboursement du capital et le versement des intérêts au titre de la dette.

2. Les flux de trésorerie contractuels sont présentés déduction faite des encaissements et des décaissements pour chaque instrument financier dérivé. Les montants peuvent varier par rapport aux flux de trésorerie réels au moment du règlement en raison de la volatilité de ces instruments.

29. ENGAGEMENTS

a) Contrats d'achat d'électricité

Installations du Québec

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à expiration entre 2026 et 2046, Hydro-Québec a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations et les parcs éoliens situés dans la province de Québec. Certaines installations sont tenues de fournir une quantité maximale et une quantité minimale convenues d'électricité au cours de chacune des périodes de 12 mois consécutifs. Les CAÉ venant à expiration sont renégociés en vertu des droits de renouvellement de la Société.

Le CAÉ de Portneuf a atteint la fin de la durée initiale de 25 ans en mai 2021. La Société a fait parvenir à Hydro-Québec son avis de renouvellement automatique pour une durée additionnelle de 25 ans. Des discussions sur les modalités de renouvellement sont en cours conformément au processus de renouvellement du CAÉ initial.

Installations de la Colombie-Britannique

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 40 ans et qui viennent à expiration entre 2024 et 2057, British Columbia Hydro and Power Authority a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées dans la province de la Colombie-Britannique.

Le 16 avril 2018, la Société et la bande Sekw'el'was de Cayoose Creek ont annoncé la conclusion d'une entente avec BC Hydro relative au renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale Walden North (le « renouvellement du CAÉ de Walden »). Cayoose Creek Power Limited Partnership et BC Hydro ont convenu de résilier le renouvellement du CAÉ de Walden conformément aux modalités de ce dernier et de continuer d'effectuer des transactions aux termes du contrat d'achat d'électricité initialement conclu entre BC Hydro et ESI Power Corp. daté du 16 août 1990 et de l'accord d'abstention initialement conclu entre BC Hydro et ESI Power-Walden Corporation daté du 1er avril 2014.

Le 3 mars 2023, la Société et BC Hydro ont renouvelé le CAÉ de Brown Lake pour une durée supplémentaire de 20 ans à compter du 1er juin 2023.

Le 14 mai 2023, la Société et BC Hydro ont renouvelé le CAÉ de Miller Creek pour une durée supplémentaire de 20 ans à compter du 2 octobre 2023.

Le 31 mai 2023, la Société et BC Hydro ont renouvelé le CAÉ de Rutherford Creek pour une durée supplémentaire de 20 ans à compter du 31 mai 2024.

Installations de l'Ontario

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 30 ans et qui viennent à expiration entre 2025 et 2032, Hydro One Inc. et ses sociétés liées ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées en Ontario.

Installations de l'Europe

Aux termes des CAÉ, dont les durées sont de 15 ans et qui viennent à expiration entre 2024 et 2032, Électricité de France et S.I.C.A.E Oise ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par 10 des 16 installations situées en France.

Aux termes de CAÉ d'une durée initiale de trois ans qui viennent à échéance en 2025, un preneur a convenu d'acheter l'énergie électrique produite par les installations Antoigné, Porcien et Vallottes situées en France.

Aux termes de CAÉ d'une durée initiale de 10 ans qui viennent à échéance en 2032, un preneur a convenu d'acheter l'énergie électrique produite par les parcs éoliens Beaumont et Bois d'Anchat situés en France.

Le projet de stockage d'énergie Tonnerre a obtenu un contrat offrant des compléments de rémunération d'une durée de 7 ans, qui prévoit un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité.

Installations des États-Unis

Aux termes d'un CAÉ, d'une durée de 35 ans qui vient à échéance en 2030, Idaho Power Company a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par Horseshoe Bend Hydroelectric Corporation.

Aux termes d'un CAÉ d'une durée de 15 ans qui vient à échéance en 2034, un client a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par le parc solaire Hillcrest.

Aux termes d'un CAÉ d'une durée de 20 ans qui vient à échéance en 2033, Idaho Power Company a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par les parcs éoliens de Mountain Air.

Aux termes d'un CAÉ d'une durée de 6 ans qui vient à échéance en 2027, Niagara Mohawk Power Corporation a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par les centrales hydroélectriques Curtis Mills et Palmer Falls situées dans l'État de New York.

Installations du Chili

Aux termes d'un CAÉ d'une durée de 10 ans renouvelé en mars 2023, le client a convenu d'acheter la totalité de l'énergie produite par le parc solaire Pampa Elvira situé au Chili.

Aux termes de CAÉ dont les durées varient de 4 à 6 ans et qui viennent à échéance entre 2024 et 2030, les clients ont convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par les centrales hydroélectriques Peuchén et Mampil situées dans la région de Bio-Bio.

Aux termes de CAÉ dont les durées varient de 2 à 4 ans et qui viennent à échéance entre 2025 et 2026, les clients ont convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par la centrale hydroélectrique Guayacán.

Aux termes de CAÉ d'une durée de 20 ans qui viennent à échéance entre 2030 et 2041, les distributeurs d'énergie chiliens ont convenu d'acheter une partie de l'électricité produite par le parc solaire PV Salvador et les parcs éoliens Sarco, Cuel et Aurora.

b) Autres engagements

i) Centrales hydroélectriques

La Société et ses filiales ont conclu des contrats de redevances et d'autres engagements à l'égard de municipalités environnantes, de propriétaires de terrains et de l'exploitation des centrales hydroélectriques.

Centrale d'Ashlu Creek

La participation dans les actifs du projet sera cédée à une Première Nation en 2049 pour une contrepartie financière symbolique.

Centrale de Boulder Creek

Quarante pour cent de la participation de la Société dans le projet sera cédée à l'associé, une Première Nation, en 2057, sans contrepartie financière.

Centrale de Big Silver

Cinquante pour cent des actifs du projet seront cédés à l'un des associés des Premières Nations en 2056, sans contrepartie financière.

Installation de Glen Miller

Glen Miller Power, Limited Partnership a conclu un contrat de location de 30 ans se terminant en décembre 2035, à l'égard de l'emplacement en exploitation commerciale. Le contrat de location comporte une option de prolongation de 15 ans selon des modalités à négocier.

Glen Miller Power, Limited Partnership s'est engagée à rendre l'installation au locateur de l'emplacement, à la fin du contrat de location, sans contrepartie financière.

Harrison Hydro L.P.

La participation dans Douglas Creek Project L.P. et dans Tipella Creek Project L.P. sera cédée à une Première Nation en 2069, sans contrepartie financière.

Centrale de Kwoiek Creek

La propriété du projet par la Société sera transférée en 2054 à l'associé, une Première Nation, sans contrepartie financière. Par la suite, la Société recevra une redevance fondée sur un pourcentage des produits bruts, déduction faite des coûts d'exploitation.

Installation de Rutherford Creek

Rutherford L.P. a convenu de verser un certain montant aux anciens propriétaires après l'expiration du CAÉ de Rutherford Creek en 2024. Ce montant est fonction de la différence entre le prix de vente d'électricité alors en vigueur et le dernier prix de vente d'électricité aux termes du contrat, ajusté chaque année après la fin de ce contrat à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC au cours des 12 derniers mois. Ce montant correspondra à 35 % des produits bruts attribuables à cette différence, pour la période de 20 ans suivant l'expiration du contrat d'achat d'électricité. La portion du paiement correspondra à 30 % des produits bruts attribuables à cette différence après la période de 20 ans. Cette obligation est garantie par la centrale de Rutherford L.P., mais subordonnée à l'emprunt à terme.

Centrale de Tretheway

Cinquante pour cent de la participation de la Société sera cédée à une Première Nation en 2055, sans contrepartie financière.

Centrale d'Upper Lillooet

Quarante pour cent de la participation de la Société dans le projet sera cédée à l'associé, une Première Nation, en 2057, sans contrepartie financière.

ii) Parcs éoliens

La Société et ses filiales ont conclu des contrats de redevances et d'autres engagements liés à des montants à mettre de côté pour le démantèlement des composantes des parcs éoliens, ainsi que des engagements envers certaines municipalités environnantes, envers des propriétaires de terrains et à l'égard de l'exploitation des parcs éoliens.

Europe

Les filiales françaises ont conclu des engagements qui se rapportent à des baux fonciers et à des contrats d'entretien et de gestion relatifs à l'exploitation des parcs éoliens.

iii) Parcs solaires

Stardale Solar L.P. et Phoebe Energy Project LLC ont conclu des contrats d'exploitation et d'entretien des parcs solaires respectifs.

Hale Kuawehi Solar LLC a conclu un accord d'ingénierie, d'achat et de fourniture pour la construction du projet solaire à Hawaii, aux États-Unis.

c) Sommaire des engagements

Au 31 décembre 2023, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Années des paiements prévus	Moins de 1 an	De 1 à 5 ans	Par la suite	Total
Obligations d'achat	39 030	138 309	376 954	554 293
Paiements variables au titre des contrats de location	2 503	6 790	5 436	14 729
Total	41 533	145 099	382 390	569 022

30. 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

En 2023, l'entrepreneur a inscrit des hypothèques légales d'un montant de 61 251 \$ 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 ainsi que les intérêts qui s'y rattachent. La Société conteste de bonne foi cette réclamation et a entrepris des actions en justice pour faire retirer les hypothèques légales du titre. Au 31 décembre 2023, une provision au titre du projet a été comptabilisée pour les frais juridiques à engager dans le cadre de cette réclamation.

Réclamations de Servion GmbH dans le cadre de procédures en insolvabilité

En 2019, Servion GmbH (« Servion »), 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 Servion en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

Le 17 mai 2023, Servion 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*. 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 31 décembre 2023.

31. GESTION DU CAPITAL

La stratégie de la Société relativement à la gestion de son capital consiste i) à aménager ou à acquérir des installations de production et de stockage 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 verser des dividendes.

La Société compte atteindre ses objectifs :

- en préservant la capacité de production et en améliorant l'exploitation de ses centrales hydroélectriques, de ses parcs éoliens et de ses parcs solaires;
- en acquérant et en aménageant de nouvelles installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

La Société maintient sa capacité de production en investissant les liquidités nécessaires pour entretenir et constamment mettre à niveau son matériel. La Société investit également chaque année dans une réserve pour travaux d'entretien majeurs afin de financer tout travail d'entretien important des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens ou des installations solaires qui pourrait être nécessaire pour préserver la capacité de production de la Société.

La Société détermine le montant du capital requis, et sa répartition entre la dette et les capitaux propres, aux fins de l'acquisition et de l'aménagement 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 le versement d'un dividende tout en maintenant un niveau d'endettement acceptable.

La Société détient une réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne. Cette réserve pourrait être utilisée dans le cas où l'encaisse distribuable nette pour n'importe quelle année serait moins élevée que prévu en raison des fluctuations normales en matière d'hydrologie ou de régime de vent, ou encore en raison d'autres facteurs imprévus.

Le capital de la Société est composé des prêts et emprunts à long terme et des capitaux propres. Le total du capital s'élevait à 7 486 475 \$ au 31 décembre 2023.

Les capitaux propres de la Société servent principalement à financer le développement de projets. La Société a recours aux prêts et emprunts à long terme pour financer la construction de ses installations. Elle prévoit financer de 70 % à 85 % de ses coûts de construction principalement au moyen de financement par emprunt à long terme sans recours ou, pour les projets admissibles aux États-Unis, au moyen de financement par participation au partage fiscal.

Le développement et la construction de nouvelles installations, le développement de projets, les charges liées aux projets potentiels et les autres dépenses d'investissement seront financés au moyen des fonds provenant de l'exploitation des installations de la Société, des emprunts et/ou de l'émission d'actions additionnelles. Si les sources de capital externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'investir les capitaux nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes sera compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables afin de financer le développement ou l'expansion.

En vertu des modalités des facilités de crédit renouvelables, la Société a besoin de maintenir un ratio de levier financier et un ratio de couverture des intérêts. Si les ratios ne sont pas atteints, le prêteur a la capacité de rappeler la facilité.

En ce qui concerne le financement sans recours propre à des projets précis, certaines filiales de la Société doivent maintenir un ratio de couverture de la dette minimal. Si les ratios du financement d'un projet en particulier ne sont pas atteints, les prêteurs pourraient rappeler ce prêt. Certaines clauses financières restrictives pourraient également empêcher les filiales de verser des distributions à la Société.

Toutes les clauses restrictives sont revues sur une base régulière par la Société. Au 31 décembre 2023, la Société et ses filiales respectaient toutes les conditions financières et non financières importantes liées 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 ou CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de ces filiales de virer des fonds à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

Les objectifs, les politiques et les procédures en matière de gestion de capital de la Société visent à assurer la durabilité du dividende à payer à ses actionnaires et le développement ou l'acquisition d'installations de production d'énergie.

32. 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	Exercice clos le 31 décembre 2023			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits et crédits d'impôt sur la production sectoriels	358 210	536 238	147 126	1 041 574
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels sectoriels	403 517	552 012	147 126	1 102 655
BAIIA ajusté sectoriel	276 113	404 718	94 998	775 829
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	311 715	416 634	94 998	823 347

	Exercice clos le 31 décembre 2023			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	104 361	24 868	—	129 229
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	—	—	28 761	28 761
Ajouts d'immobilisations corporelles	10 391	22 154	2 749	35 294

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

Secteurs opérationnels	Exercice clos le 31 décembre 2022			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits et crédits d'impôt sur la production sectoriels	336 645	485 258	113 320	935 223
Produits et crédits d'impôt sur la production proportionnels sectoriels	380 973	501 465	113 320	995 758
BAlIA ajusté sectoriel	250 510	382 216	51 542	684 268
BAlIA ajusté proportionnel sectoriel	285 064	394 380	51 542	730 986

	Exercice clos le 31 décembre 2022			
	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	110 181	24 840	—	135 021
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	—	572 284	22 188	594 472
Ajouts d'immobilisations corporelles	5 502	5 313	1 814	12 629

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 :

	Exercice clos le 31 décembre 2023			Exercice clos le 31 décembre 2022		
	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel	Consolidation	Quote-part des coentreprises	Proportionnel
Produits	969 890	61 081	1 030 971	870 494	60 535	931 029
Crédits d'impôt sur la production	71 684	—	71 684	64 729	—	64 729
Produits et crédits d'impôt sur la production	1 041 574	61 081	1 102 655	935 223	60 535	995 758
Résultat d'exploitation	219 575	30 962	250 537	263 366	29 919	293 285
Amortissements	361 292	16 556	377 848	336 053	16 799	352 852
Mise en œuvre de la solution d'ERP	12 651	—	12 651	2 357	—	2 357
Dépréciation d'actifs non courants	118 857	—	118 857	47 868	—	47 868
Perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(24 632)	—	(24 632)	(37 479)	—	(37 479)
BAlIA ajusté	687 743	47 518	735 261	612 165	46 718	658 883
Charges non attribuées :						
Frais généraux et administratifs	60 924	—	60 924	47 363	—	47 363
Projets potentiels	27 162	—	27 162	24 740	—	24 740
BAlIA ajusté sectoriel	775 829	47 518	823 347	684 268	46 718	730 986

Secteurs géographiques

Au 31 décembre 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 : 34 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, 3 parcs solaires et 1 installation de stockage au Chili. La Société exerce ses activités dans quatre principaux secteurs géographiques, lesquels sont détaillés ci-dessous :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Produits et crédits d'impôt sur la production		
Canada	441 631	427 910
États-Unis	323 293	294 175
Chili	151 040	121 021
France	125 610	92 117
	1 041 574	935 223

	Aux	
	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 355 393	3 246 979
États-Unis	2 597 848	2 364 160
Chili	1 585 033	1 549 679
France	731 897	753 161
	8 270 171	7 913 979

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

Principaux clients

Les principaux clients sont des clients externes dont les transactions avec la Société représentent 10 % ou plus des produits annuels de la Société. La Société a identifié trois principaux clients. Les ventes de la Société à ces principaux clients sont les suivantes :

Client principal	Secteur	Exercices clos les 31 décembre	
		2023	2022
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	215 184	235 234
British Columbia Hydro and Power Authority	Production hydroélectrique	171 232	158 325
		386 416	393 559

33. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Le 21 février 2024, le conseil d'administration a approuvé une mise à jour de sa stratégie d'attribution du capital et a révisé son dividende annuel pour 2024 à 0,36 \$ par action ordinaire afin d'appuyer ses plans de croissance.

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
Naji Baydoun
Directeur - Relations avec
les investisseurs
Tél. 450 928-2550 x1263
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 204 321 381 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 9,19 \$ l'action, au 31 décembre 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.

Régime de réinvestissement de dividendes (RRD)

Innergex énergie renouvelable inc. offre un régime de réinvestissement de dividendes (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.

Notes de crédit attribuées par Fitch

Innergex énergie renouvelable inc.	BBB-
Actions privilégiées de série A	BB
Actions privilégiées de série C	BB

Auditeur indépendant

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Nous joindre

1225, rue Saint-Charles Ouest, 10^e étage
Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9

info@innergex.com

Tél. 450 928-2550 Téléc. 450 928-2544

innergex.com

