

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.



Rapport annuel

Au 31 décembre 2021

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

Données clés

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

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

Indicateurs de rendement clés liés à la production

- Comparaison de la production en mégawatts-heures (« MWh ») et en gigawatts-heures (« GWh ») par rapport à la production moyenne à long terme (« PMLT »)
- Production et production proportionnelle

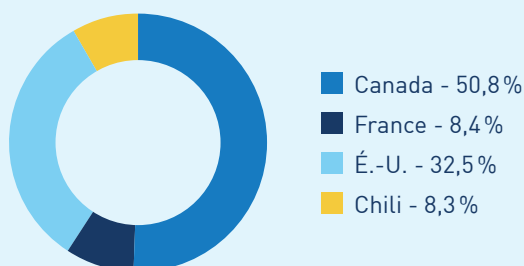
Indicateurs de rendement clés financiers

- Produits et produits proportionnels
- Flux de trésorerie disponibles
- BAIIA ajusté, marge du BAIIA ajusté et BAIIA ajusté proportionnel
- Ratio de distribution
- Bénéfice net (perte nette) ajusté(e)

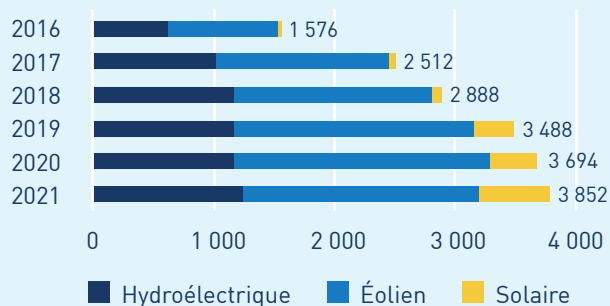
Indicateurs de rendement clés sur le plan de l'exploitation

Au 23 février 2022, la Société comptait quatre secteurs géographiques et trois secteurs opérationnels.

Puissance installée brute par pays*



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



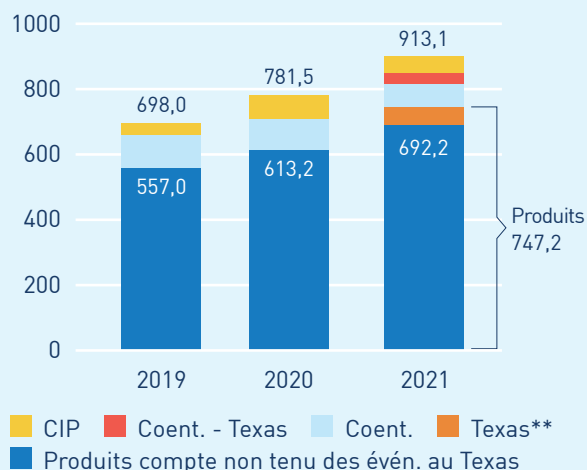
* Puissance installée brute pour les activités poursuivies, exclusion faite de l'installation Shannon, en raison du classement des actifs et des passifs de ce projet comme étant un groupe destiné à être cédé classé comme détenu en vue de la vente, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

Table des matières

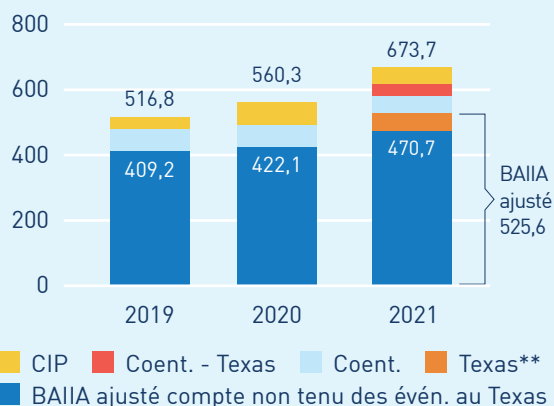
- 04 Message aux actionnaires
- 18 Rapport de gestion
- 99 Responsabilité de l'information financière
- 100 Rapport des auditeurs indépendants
- 106 États financiers consolidés
- 112 Notes afférentes aux états financiers consolidés

Indicateurs de rendement clés sur le plan financier

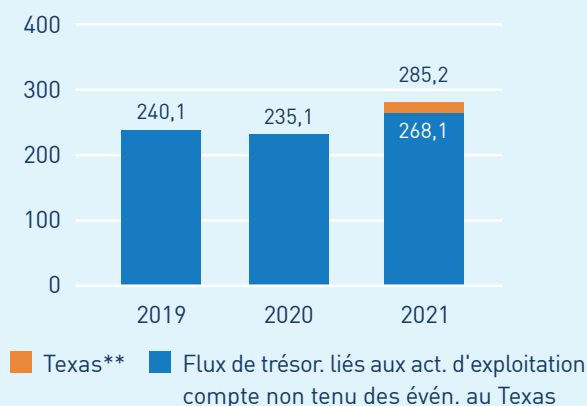
Produits et produits proportionnels (en M\$)



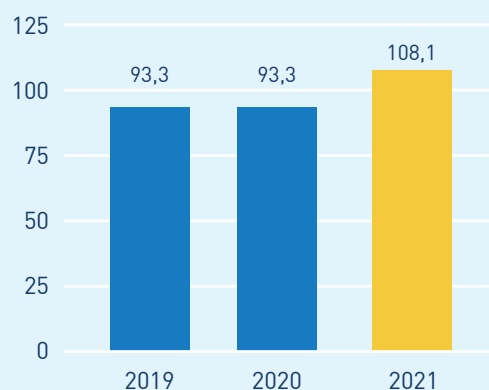
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)



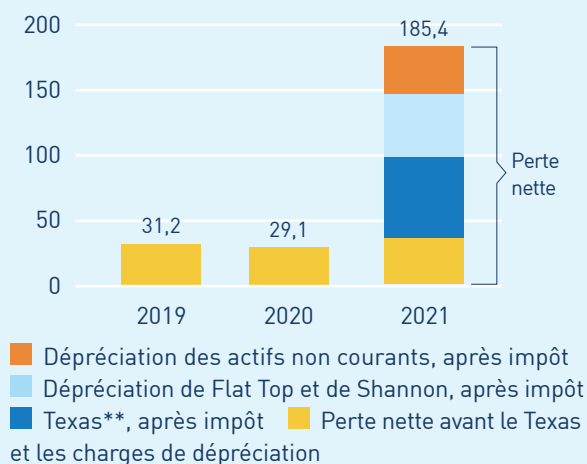
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (en M\$)



Flux de trésorerie disponible (en M\$)



Perte nette (en M\$)



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



Une mission toujours plus importante

Alors que se termine une deuxième année de pandémie, l'année 2021 a également été marquée par des catastrophes naturelles liées aux changements climatiques, démontrant la fragilité de notre environnement tout en rappelant l'urgence d'agir. Tous ces événements démontrent à quel point notre mission de créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable est plus pertinente que jamais.

À mesure que ce type de catastrophes naturelles continuera de se multiplier au fil des ans, chez Innergex nous poursuivrons notre réflexion sur les meilleures façons de renforcer la résilience de nos infrastructures et des systèmes énergétiques. Tout en poursuivant notre croissance, notre équipe est constamment à la recherche de solutions toujours plus innovantes pour assurer la performance et la longévité de nos actifs.

La poursuite de notre croissance pour créer ce monde meilleur

En matière de développement, l'année 2021 a été marquée par la mise en service commerciale de trois nouveaux projets.

Aux **États-Unis**, nous avons mis en service cette année le parc éolien Griffin Trail au Texas. Ce projet développé en 16 mois a été rendu possible grâce à la prolongation des échéances des crédits d'impôt à la production aux États-Unis et à la créativité de notre équipe qui a réussi à mettre en place une structure de partage fiscal ingénieuse pour mener à bien le financement de ce projet.

En Ohio, nous avons mis en service le Parc solaire Amazon Ohio – Hillcrest, qui vend sa production à une grande société américaine dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité corporatif à long terme. Ce type de contrat devrait continuer à croître dans notre secteur, car nous voyons de plus en plus d'entreprises qui cherchent à réduire ou compenser leurs émissions de GES en achetant de l'électricité propre.

Au **Canada**, le projet Innavik en partenariat avec la communauté inuite d'Inukjuak poursuit sa construction, un projet phare pour la décarbonation de cette communauté. Plus que jamais cette année, le Canada a pris connaissance des traumatismes et préjudices vécus par les peuples autochtones. Nous croyons fermement que le secteur privé a la responsabilité de participer à la réconciliation, et au bien-fondé des partenariats avec les communautés autochtones où leurs savoir-faire et connaissances des territoires assurent la pérennité des ressources.

En **France**, la mise en service commerciale d'Yonne II en mars a été l'occasion de souligner le travail de développement fait depuis 2017 par l'équipe française d'Innergex qui a su naviguer au travers des processus d'obtention d'autorisations s'échelonnant sur une plus longue période dans ce pays qu'ailleurs où nous avons des activités. Cette année, nous avons atteint un point où certaines de nos initiatives de développement arrivent à maturité, et où le développement devrait s'accélérer dans ce marché.

Toujours en France, nous avons amorcé la construction de notre installation de stockage par batterie autonome, Tonnerre, le premier projet de ce type d'Innergex. Les **batteries** apportent plus de stabilité aux énergies renouvelables, et permettent de régulariser la tension tout comme de stocker l'électricité produite pour couvrir les périodes de pointe. Nous croyons fermement que le stockage représente un élément essentiel de la transition énergétique

et un complément indéniable à la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Voilà pourquoi nous avons mis en place une équipe interne de professionnels dédiée aux systèmes de stockage d'électricité pour saisir les occasions comme celles à Hawaii où nous continuons le développement de projets phares d'énergie solaire et de stockage pour accélérer la décarbonation de ces îles.

L'**hydrogène vert** est une autre technologie que notre équipe commence à développer. Alors que les batteries sont excellentes pour le stockage à court terme, l'hydrogène vert est une solution pour stocker l'énergie à plus long terme et la distribuer à travers le monde via un large réseau de distribution. L'hydrogène vert permettrait, entre autres, de contribuer à rendre les procédés industriels et le secteur des transports plus écologiques, deux secteurs qui participent aujourd'hui considérablement aux émissions de GES.

Nous croyons fermement que le stockage représente un élément essentiel de la transition énergétique et un complément indéniable à la production d'électricité à partir de sources renouvelables.

Nous concentrons donc nos efforts à développer notre expertise en matière d'hydrogène vert, tant d'un point de vue des connaissances techniques que commerciales, et analysons les différents cadres politiques en place pour saisir les occasions de commercialisation d'hydrogène vert dans nos marchés cibles.

Nous croyons fermement au développement de technologies toujours plus innovantes pour lutter contre les changements climatiques. Le potentiel est donc énorme pour Innergex, et c'est pourquoi nous travaillons activement dès aujourd'hui à approfondir nos connaissances et développer ces technologies.



Des acquisitions qui accélèrent notre contribution à notre mission

Alors que le développement de nouveaux projets devient rentable sur une perspective à moyen terme, les acquisitions représentent un complément essentiel à notre stratégie de croissance en offrant des contributions en trésorerie plus rapides qui améliorent notre ratio de distribution. De ce côté, l'année 2021 a été marquée par des acquisitions stratégiques qui sont venues diversifier et renforcer considérablement notre portefeuille existant.

Le **Chili** présente un fort potentiel pour Innergex puisque le gouvernement s'est fixé des objectifs ambitieux en matière de transition énergétique. Le pays possède également d'importantes ressources renouvelables, ce qui devrait apporter des occasions d'affaires considérables dans le futur. En juillet, nous avons annoncé l'acquisition de la participation restante d'Energía Llama, notre partenaire chilien, dont Innergex détenait déjà 50 % depuis 2018. Cette acquisition nous a également permis d'accueillir plus de 80 nouveaux employés basés principalement à Santiago qui partagent notre passion et notre philosophie de développement durable.

En juillet, nous avons annoncé l'acquisition de la participation restante d'Energía Llama, notre partenaire chilien, dont Innergex détenait déjà 50 % depuis 2018. Cette acquisition nous a également permis d'accueillir plus de 80 nouveaux employés basés à Santiago et ailleurs au pays qui partagent notre passion et notre philosophie de développement durable.

En août, nous avons poursuivi notre croissance au Chili en procédant à l'acquisition de la centrale hydroélectrique Licán et, au début de 2022, nous avons continué sur cette lancée avec l'acquisition du parc solaire San Andrés et des trois parcs éoliens Sarco, Aurora et Cuel qui totalisent 382,6 MW de puissance installée additionnelle.

Une autre source de fierté est la concrétisation de la première acquisition issue de l'**Alliance stratégique avec Hydro-Québec**, soit l'ajout des installations hydroélectriques de Curtis Mills et Palmer Falls (ensemble « Curtis Palmer ») dans l'état de New York. Curtis Palmer nous offre un apport de flux de trésorerie important tout comme des perspectives d'apprentissage inestimables sur l'important marché de l'énergie renouvelable de New York.

Des employés dévoués à créer ce monde meilleur

Toute notre équipe établie dans quatre pays est solide et nous avons la chance de compter sur une expertise pointue dans notre domaine et sur des compétences conjointes qui nous permettent d'envisager notre avenir avec beaucoup de confiance. Nous avons réalisé un sondage d'engagement auprès de nos employés cette année qui démontre sans équivoque leur dévouement et l'importance qu'ils accordent à notre mission d'entreprise. Nous sommes donc dans une excellente position pour poursuivre notre croissance.

Résolument tournés vers ce monde meilleur

Le secteur privé continue à mener la transition énergétique, appuyé par la demande croissante des investisseurs pour soutenir des entreprises responsables.

Je tiens à féliciter l'ensemble de l'équipe d'Innergex pour leur résilience et leur adaptabilité dans ce contexte de pandémie, et pour leur passion et détermination à tous les jours.

Ce qui me motive plus que tout, c'est de voir chaque matin nos employés engagés à innover et mettre tout en œuvre pour faire partie de la solution, avec la conviction profonde, celle que nous partageons tous chez Innergex, que nous travaillons chaque jour à créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable.

Michel Letellier
Président et chef de la direction

Nous savons que les décisions que nous prenons aujourd'hui sont plus importantes que jamais pour façonner notre avenir énergétique, et nous voulons que notre action soit avant tout une source d'espoir face à cette crise.

Toute notre équipe établie dans quatre pays est solide et nous avons la chance de compter sur une expertise pointue dans notre domaine et sur des compétences conjointes qui nous permettent d'envisager notre

Devant l'urgence d'agir pour le climat, nous continuerons à assurer une croissance responsable et à prendre des décisions d'investissement fondées sur des considérations à long terme et dans le respect de notre modèle d'affaires durable.

Notre objectif est de consolider et étendre notre position actuelle, en misant sur une diversification de nos actifs à travers le développement de nouveaux actifs et nos activités de fusions et acquisitions, tout en continuant à saisir les opportunités de stockage qui se présentent à nous.

Nous tenons à remercier chaleureusement nos employés, les membres de notre conseil d'administration, nos actionnaires, nos partenaires d'affaires et nos fournisseurs pour leur contribution exceptionnelle à notre succès.

Je suis honoré d'avoir pris les rênes du conseil d'administration d'Innergex cette année. Je suis convaincu de l'importance de la mission de cette entreprise qui dépasse largement la génération de profits et qui contribue sans équivoque à créer un monde meilleur.

Le conseil d'administration et moi-même continuerons de guider cette Société et son équipe de gestion afin de livrer des résultats de qualité qui créent de la valeur durable pour les actionnaires.

Daniel Lafrance
Président du conseil d'administration

Trouver des solutions au quotidien pour créer un monde meilleur

La transition vers une économie propre commence par l'énergie renouvelable. Chez Innergex, nous maintenons le cap sur la croissance durable en produisant de l'énergie propre exclusivement à partir de sources renouvelables et en respectant notre engagement envers les trois P : les personnes, notre planète et la prospérité. Ce qui nous démarque des autres, c'est notre équipe, qui est animée d'une passion débordante, d'un profond dévouement et d'un ensemble de compétences qui nous permettent de réaliser nos objectifs. Notre engagement envers la santé de la planète fait partie de notre ADN : nous abordons chaque projet en partant du principe que ce que nous faisons est tout aussi important que la manière dont nous le faisons. Nos résultats nous permettent de continuer à changer les choses. C'est en créant de la valeur pour nos employés, nos actionnaires, nos partenaires et nos autres parties prenantes que nous pourrions continuer de léguer un héritage positif aux générations à venir.

Les personnes

Notre atout

Nos employés viennent de milieux divers, ont des compétences variées et apportent des expériences différentes, mais ils ont une chose en commun : ils sont le pilier de notre succès. Innergex est fière d'offrir un environnement de travail stimulant, sûr et inclusif où les personnes sont encouragées à réaliser pleinement leur potentiel. En offrant un équilibre flexible entre vie professionnelle et vie personnelle, une rémunération juste et équitable, des avantages sociaux généreux et d'autres avantages, Innergex a été en mesure d'attirer et de maintenir en poste une main-d'œuvre qui assurera sa croissance future.

En 2021



Dans un souci de favoriser l'égalité des chances pour favoriser un milieu de travail équilibré et diversifié

28,3%

des employés d'Innergex sont des femmes¹

EN 2021, LES

cotisations d'Innergex

AUX RÉGIMES D'ÉPARGNE-RETRAITE DES EMPLOYÉS ONT TOTALISÉ

1,3 M\$²

EN 2021,

97 employés

AVAIENT AU MOINS 10 ans d'ancienneté chez Innergex

OUI NON

Le taux de réponse

à notre sondage sur l'engagement des employés

a été de

89%

La rémunération de nos employés est juste et concurrentielle.

Les salaires et avantages sociaux versés

se chiffrent à

54,4 M\$³

1. La baisse du pourcentage par rapport à l'année dernière s'explique par l'ajout de plus de 80 employés au Chili, dans le cadre de l'acquisition d'Energia Llama en juillet 2021.

2. Pour les employés canadiens et américains. Les employés en France et au Chili sont couverts par des régimes de retraite différents.

3. Comparativement à 48,6 millions \$ en 2020. Ce montant comprend les salaires et avantages sociaux inscrits à l'actif de projets en construction ou en développement, et les salaires et avantages sociaux imputés aux coentreprises et entreprises associées.

Notre planète Notre passion

Depuis nos débuts en 1990, nous nous consacrons à créer des solutions pour lutter contre le réchauffement de la planète. Alors que de nombreuses entreprises du secteur de l'énergie sont en voie de convertir entièrement leurs activités en faveur des énergies renouvelables, Innergex s'est depuis toujours engagée à produire de l'électricité exclusivement à partir de sources renouvelables et se positionne aujourd'hui comme un chef de file dans la lutte contre les

changements climatiques. Nos installations hydroélectriques au fil de l'eau et nos parcs solaires et éoliens exploitent l'énergie issue du débit naturel de l'eau, des photons provenant du soleil et du vent, et ce sans compromis. En intégrant la technologie de stockage par batteries à nos efforts, nous sommes en mesure d'offrir davantage de stabilité et de souplesse à nos clients tout en créant des avantages économiques et environnementaux.

En 2021

Nos installations n'émettent pas de quantités importantes de GES et produisent de l'électricité verte qui compense les émissions de GES

Les émissions de GES compensées par l'énergie propre et renouvelable produite par Innergex représentaient environ

6 982 908

tonnes métriques de **CO₂**

SOIT L'ÉQUIVALENT DU

**retrait de
1 518 642**

véhicules à essence

**SUR NOS ROUTES
AU COURS DE L'ANNÉE¹**



Une somme de
767 000\$



a été versée pour assurer la tenue d'études de suivi environnemental à long terme

portant sur les poissons, la faune et leurs habitats dans nos installations

Nous avons alimenté l'équivalent de

1 083 528

foyers avec de l'énergie propre et renouvelable²



Nos centrales au fil de l'eau utilisent l'eau sans la consommer pour produire de

l'électricité propre



1. Chiffre fondé sur la production proportionnelle de 2021 d'Innergex, soit 9 853 366 MWh, et calculé à l'aide de la calculatrice des équivalences d'émissions de gaz à effet de serre de l'Agence de la protection de l'environnement des États-Unis sur le site <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator>.

2. Chiffre fondé sur la production proportionnelle de 2021 d'Innergex dans chaque pays où nous exerçons nos activités, divisé par la consommation locale moyenne des foyers, à l'aide de données provenant du Conseil mondial de l'énergie (2014).

La prospérité

Notre stratégie

Innergex continuera à générer une croissance durable grâce à des solutions novatrices qui créeront de la valeur pour les actionnaires en s'appuyant sur son expertise, en diversifiant ses activités et en optimisant ses opérations. Nous resterons attachés au partage de la prospérité avec nos partenaires

et les collectivités où nous exerçons nos activités en vue de favoriser un développement économique durable et une meilleure autonomie. En mettant l'accent sur la production d'énergie renouvelable, Innergex continuera de tracer la voie vers un avenir plus prospère pour tous.

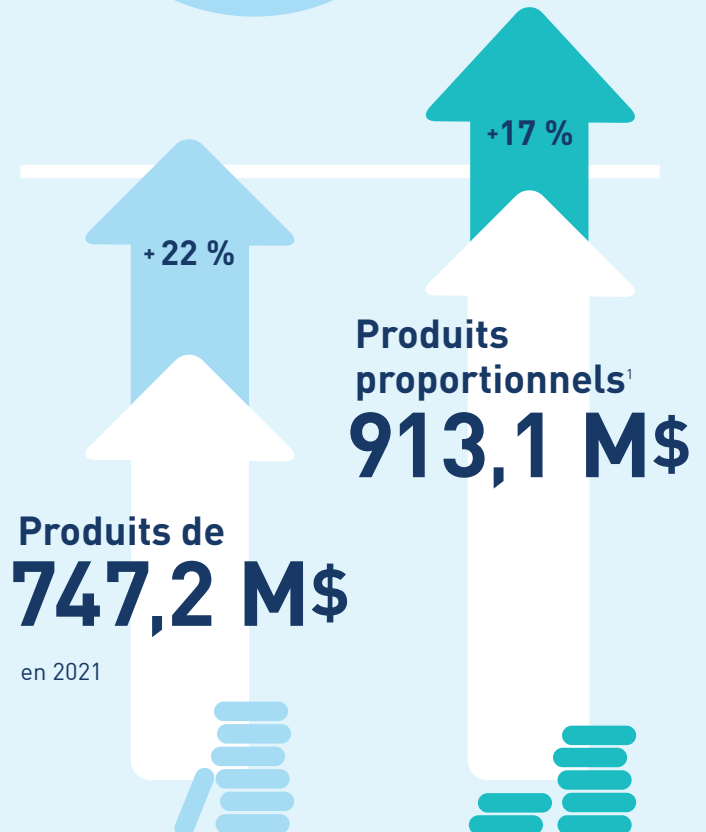
En 2021

Nos programmes de commandites, de dons et de contributions volontaires ont permis de soutenir

224
organismes
QUI SE SONT PARTAGÉ
PLUS DE

3 M\$
EN
dons

INNERGEX A DÉCLARÉ
132,2 M\$
en dividendes
sur les actions ordinaires



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

La gouvernance

Notre force

Depuis plus de 30 ans, notre conseil d'administration a construit des bases solides qui ont permis de guider Innergex, grâce à des attentes claires et à des stratégies efficaces. Ce groupe d'experts apporte un ensemble de connaissances et d'expériences diversifiées qui guident la Société afin d'assurer

que sa croissance et son succès continus soient conformes aux intérêts de nos actionnaires, de nos employés, de nos partenaires et des autres parties prenantes. L'éthique et l'intégrité sont au cœur de toutes les décisions, ce qui reflète les engagements de la mission, de la vision et des valeurs de la Société.

En 2021

100 %

des employés

ont participé à des modules d'auto-formation en ligne sur le

Code de conduite

et autres comportements éthiques et se sont engagés à respecter les normes les plus élevées

Le taux de présence combiné

aux réunions du conseil d'administration et des comités était de

100 %



20^e

position

INNERGEX

SUR LA LISTE DES
50 meilleures entreprises citoyennes

Corporate Knights en 2021



80%

des membres du conseil d'administration sont

indépendants



6

membres

du conseil d'administration sont des experts en matière de critères ESG

ENVIRONNEMENTAUX

SOCIAUX

GOUVERNANCE

Stratégie de la société

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

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

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

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

Innergex possède des participations dans 40 centrales hydroélectriques localisées sur 33 bassins versants, 32 parcs éoliens et 8 parcs solaires. L'expertise et l'innovation développées par notre équipe qualifiée dans différents types d'énergie et divers lieux peuvent être mises à profit et partagées entre les membres de la Société afin de maximiser le rendement de nos actifs de grande qualité.

Mettre le cap sur une croissance durable

La transition vers une économie carboneutre sera menée par le secteur de l'énergie renouvelable. Innergex est bien placée pour poursuivre sa croissance stratégique et contribuer à la protection du climat en optimisant et en développant encore davantage son portefeuille d'installations d'énergie renouvelable. Pour ce faire, la Société s'est fixé quatre objectifs stratégiques à atteindre d'ici 2025 :

- ✓ **Croître responsablement** : Concentrer notre croissance sur nos marchés actuels et cibler les opportunités dans les marchés voisins
- ✓ **Bâtir notre expertise** : Devenir un expert dans le déploiement de technologies de stockage de l'énergie
- ✓ **Optimiser nos opérations** : Valoriser l'expertise et l'innovation pour maximiser les rendements de nos actifs de grande qualité
- ✓ **Diversifier nos activités** : Augmenter la diversification des activités et des actifs de la Société

La Société s'appuiera sur son expérience pour réaliser des acquisitions et développer de nouveaux projets. Elle adoptera et maîtrisera de nouvelles technologies, principalement le stockage de l'énergie, élargira sa clientèle au-delà des services publics traditionnels et déploiera de nouveaux modèles commerciaux grâce auxquels elle offrira une plus grande valeur aux électrons produits et stockés.

Innergex jouit d'une solide expérience, comptant des décennies de production d'énergie verte à partir de ses actifs de qualité. Ses installations d'énergie renouvelable existantes sont exploitées par une équipe

dévouée de professionnels qualifiés qui continueront à optimiser les opérations et à assurer un entretien de qualité.

Alors que l'intérêt grandissant pour le développement de l'énergie renouvelable amène de nouveaux acteurs dans le secteur, Innergex compte rester fidèle à l'approche qui lui a longtemps assuré une croissance responsable. Sa volonté d'entretenir des liens pour établir des partenariats à long terme avec les parties prenantes et les communautés, en particulier les Autochtones, lui a permis de développer des projets d'énergie renouvelable uniques et générateurs de valeur.

Une équipe compétente et passionnée qui apporte son expertise

Innergex estime que ses réalisations actuelles et futures sont rendues possibles grâce à sa main-d'œuvre hautement qualifiée, qui partage sa mission, sa vision, ses valeurs et ses principes clés.

Le savoir collectif de ses employés, leurs talents, leurs habiletés, leur expérience et leur capacité de faire preuve de jugement ont toujours été essentiels à la réussite de la Société à long terme. L'équipe de direction a fait ses preuves en ce qui a trait

à l'exécution de projets qui respectent à la fois les échéanciers et les budgets.

De plus, un bassin de partenaires spécialisés, des cabinets d'ingénierie allant aux professionnels de la surveillance environnementale, fournissent des services en dehors du champ de compétence de la Société lorsque cela est nécessaire.

Information au sujet de la COVID-19

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

La production d'électricité, un service essentiel

Les activités de production d'électricité se sont poursuivies dans tous les secteurs, car elles ont été considérées comme des services essentiels dans toutes les régions où la Société exerce ses activités. La production d'énergie renouvelable d'Innergex est vendue principalement par l'entremise de contrats d'achat d'électricité, qui comprennent une protection suffisante pour éviter une réduction importante de la demande, à des contreparties solides financièrement et aucun problème de crédit n'est prévu. La Société n'a donc pas l'intention de procéder à des changements visant son personnel et elle compte maintenir les salaires et les avantages.

Santé et sécurité de nos employés et visiteurs

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

- l'instauration d'une politique de travail à la maison pour tous les employés de bureau. Alors que certains bureaux sont désormais ouverts dans le respect des directives régionales des ministères de la Santé, d'autres ne restent accessibles que pour les employés devant accomplir des tâches essentielles qui exigent d'être sur place ;
- l'amélioration du nettoyage et de la désinfection des installations ;
- la limitation des interactions entre les employés par la distanciation sociale et les barrières physiques ;
- l'obligation pour les employés d'utiliser des équipements de protection individuelle ;
- la révision et l'amélioration des protocoles de dépistage de la COVID-19 et des mesures propres à la surveillance de la santé et de la sécurité des employés ;
- l'introduction de directives et d'instructions précises sur les mesures de santé et de sécurité liées à la COVID-19.

La Société communique régulièrement avec ses employés pour les informer de ses mesures de lutte contre la pandémie. Innergex estime que ses employés et ses fournisseurs peuvent accéder à ses installations en toute sécurité et en conformité avec les directives pertinentes.

Portefeuille d'actifs

La Société détient des participations dans trois groupes de projets à différents stades, soit les installations en exploitation, les projets en développement et les projets potentiels.

Au 23 février 2022, la Société possède et exploite 80 installations en exploitation commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1986 et juillet 2021, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 9,4 années.

Les installations en exploitation vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, des contrats de couvertures du prix de l'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 libre. La durée moyenne pondérée restante des CAÉ est de 14,1 années (pondération moyenne fondée sur la production moyenne à long terme brute).

Pour la plupart des installations en exploitation au Canada et en France, les CAÉ comprennent un prix de base et, dans certains cas, une clause de rajustement du prix selon le mois, le jour ou l'heure de livraison. L'électricité produite par la plupart des installations en exploitation aux États-Unis est vendue par l'entremise d'un CAÉ ou sur le marché libre en utilisant surtout des couvertures du prix de l'électricité financières ou matérielles. Au Chili, les installations en exploitation vendent l'électricité produite au moyen de CAÉ à des clients industriels ou sur le marché libre.

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

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

Le tableau ci-après présente nos installations en exploitation et nos projets en développement au 23 février 2022.

	Nombre d'installations ¹		Puissance installée brute ² (MW)		Puissance installée nette ³ (MW)		Capacité de stockage (MWh)	
	Installations en exploitation	Projets en	Installations en exploitation	Projets en	Installations en exploitation	Projets en	Installations en exploitation	Projets en
HYDRO-ÉLECTRIQUE								
Canada	33	1	1 019	8	713	4	—	—
États-Unis	3	—	70	—	40	—	—	—
Chili	4	2	170	112	166	85	—	—
Total partiel	40	3	1 259	120	919	89	—	—
ÉOLIEN								
Canada	8	—	908	—	714	—	—	—
France	16	2	324	38	226	32	—	—
États-Unis	8	1	714	332	662	332	—	—
Total partiel	32	3	1 946	370	1 602	364	—	—
SOLAIRE								
Canada	1	—	27	—	27	—	—	—
États-Unis	4	5	467	280	466	280	—	320 ⁵
Chili	3	—	153	—	138	—	150 ⁴	—
Total partiel	8	5	647	280	631	280	150	320
STOCKAGE								
France	—	1	—	—	—	—	—	9 ⁶
Total	80	12	3 852	770	3 152	733	150	329

1. Le nombre d'installations en exploitation comprend toutes les installations détenues et exploitées par la Société, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.
2. La puissance installée brute représente la puissance totale de toutes les installations en exploitation d'Innergex, y compris les filiales non entièrement détenues et les coentreprises et entreprises associées.
3. La puissance installée nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innergex en fonction de sa participation dans chacune des installations.
4. La capacité liée au stockage d'eau chaude de la centrale thermosolaire Pampa Elvira.
5. Capacité de stockage par batteries liée aux projets solaires Hale Kuawehi (120 MWh), Paeahu (60 MWh), Kahana (80 MWh) et Barbers Point (60 MWh).
6. Projet de stockage par batteries autonome Tonnerre.
Pour obtenir plus d'information sur les projets potentiels de la Société, se reporter à la rubrique « Projets potentiels » du rapport de gestion.

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.

La puissance installée brute attribuable aux filiales non entièrement détenues représentait 25,0% au 23 février 2022.

	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
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	16 parcs éoliens situés en France	324	225	Éolienne	France	69,55%
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.	Mesgi'g Ugju's'n	150	75	Éolienne	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%
Mountain Air Alternatives LLC	Cold Springs, Desert Meadow, Hammett Hill, Mainline, Ryegrass et Two Ponds	138	86	Éolienne	Idaho	62,25%
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 et Palmer Falls	60	30	Hydro-électrique	New York	50,00% ³
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.	Sainte-Marguerite	31	15	Hydro-électrique	Québec	50,01%
Cayoos Creek Power Limited Partnership	Walden North	16	8	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	49,00%
Muko Partnership Holdings, LLC	Kokomo	6	5,4	Solaire	Indiana	10,00%
Energía Coyanco S.A.	Guayacán	12	8,3	Hydro-électrique	Chili	69,47%
Pampa Elvira Solar SpA	Pampa Elvira	34	18,7	Solaire	Chili	55,00%

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 une participation participative de 63,7% en 2021 (la participation devrait s'amenuiser 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.

La puissance installée brute attribuable aux coentreprises et entreprises associées représentait 12,7% au 23 février 2022.

	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	Éolienne	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	Éolienne	Québec	50,00 %
Umbata Falls L.P.	Umbata Falls	23	11	Hydro-électrique	Ontario	49,00 %

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.

Gouvernance d'entreprise

Conseil d'administration

La Société est soutenue par un conseil d'administration qui est responsable de la gérance de cette dernière. Son mandat est de surveiller la gestion des activités commerciales et des affaires internes de la Société en tenant compte des critères ESG et de l'intérêt des actionnaires. Les membres du conseil d'administration

sont élus lors de chaque assemblée générale annuelle des actionnaires au cours de laquelle d'autres questions sont également soumises à un vote, notamment la nomination de l'auditeur de la Société. Chaque action ordinaire de la Société confère à son porteur un droit de vote.

Daniel Lafrance
Président du Conseil
Indépendant
Depuis mars 2010

Nathalie Francisci
Indépendante
Depuis mai 2017

Dalton McGuinty
Indépendant
Depuis mai 2015

Louis Veci
Non-Indépendant
Depuis février 2020

Ross J. Beaty
Indépendant
Depuis février 2018

Richard Gagnon
Indépendant
Depuis mai 2017

Monique Mercier
Indépendante
Depuis octobre 2015

Pierre G. Brodeur
Indépendant
Depuis mai 2020

Michel Letellier
Non-Indépendant
Depuis octobre 2002

Ouma Sananikone
Indépendante
Depuis février 2019

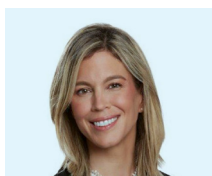
Haute direction



Michel Letellier
Président et chef
de la direction
Depuis 1997



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



Jean-François Neault
Chef de la direction
financière
Depuis 2018



Pascale Tremblay
Chef de la direction
des actifs
Depuis 2021



Jean Trudel
Chef de la direction
des investissements
et du développement
Depuis 2002



Renaud de Batz
Vice-président principal
- Amérique latine
Depuis 2002



Jay Sutton
Vice-président principal
- Construction et
services techniques
Depuis 2018



**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



Matt Kennedy
Vice-président -
Environnement
Depuis 2011



David Little
Vice-président et
Directeur général -
États-Unis
Depuis 2017



Niko Nikolaidis
Vice-président
Investissements
et Financement
Depuis 2017



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

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour les périodes de trois mois et de douze mois closes le 31 décembre 2021. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 23 février 2022, date à laquelle il a été approuvé par le conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Les états financiers consolidés audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, ainsi que les données comparables de 2020, ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

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

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

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

TABLE DES MATIÈRES

1- Faits saillants	19	Structure du capital	46
Exercice 2021 - Performance d'exploitation	20	Participation au partage fiscal	48
Exercice 2021 - Capital et ressources	21	Situation financière	50
Exercice 2021 - Initiatives de croissance et de développement	22	Flux de trésorerie	56
Événements postérieurs	22	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	58
Exercice 2020	64	Information sur le capital-actions	60
2- Aperçu des activités	24	Dividendes	61
Environnement commercial	24	5- Perspectives	62
Installation en exploitation	27	Résultats par rapport aux prévisions pour 2021	62
Développement de la Société	29	Cibles de croissance pour 2022	62
Activités de mise en service	30	Plan stratégique 2020-2025	64
Activités de construction	31	6- Mesures non conformes aux IFRS	66
Activités de développement	32	7- Renseignements complémentaires consolidés	72
Projets potentiels	33	Secteurs géographiques	72
3- Performance financière et résultats d'exploitation	35	Transactions entre parties liées	72
Secteur de la production hydroélectrique	36	Information financière trimestrielle historique	73
Secteur de la production éolienne	38	Événements de février 2021 au Texas	74
Secteur de la production solaire	40	8- Méthodes comptables et contrôles de communication de l'information	80
Marge consolidée	41	Jugements et estimations critiques	80
Bénéfice net (perte nette)	42	Principales méthodes comptables	82
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée)	43	Contrôles et procédures de communication de l'information	82
Participations ne donnant pas le contrôle	45	Entités exclues des politiques et procédures de contrôle de la Société	83
4- Capital et liquidités	46	9- Risques et incertitudes	84
		10- Information prospective	97

1- FAITS SAILLANTS

	Exercices clos les 31 décembre				
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ³	2021 Normalisé	2020	2019
RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
Production (MWh)	9 055 215	—	9 055 215	8 073 914	6 509 622
Produits	747 208	(54 967)	692 241	613 207	557 042
Charges d'exploitation, charges générales et administratives et charges liées aux projets potentiels	221 571	—	221 571	191 098	147 867
BAIIA ajusté ¹	525 637	(54 967)	470 670	422 109	409 175
Marge du BAIIA ajusté ¹	70,3 %	(2,3) %	68,0 %	68,8 %	73,5 %
(Perte nette) bénéfice net (2019 - découlant des activités poursuivies)	(185 394)	64 219	(121 175)	(29 111)	(53 026)
(Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté ¹	(6 951)	—	(6 951)	22 311	(26 025)
PROPORTIONNEL					
Production proportionnelle (MWh) ¹	9 853 366	—	9 853 366	9 590 140	8 021 758
Produits proportionnels ¹	913 147	(95 273)	817 874	781 466	698 001
BAIIA ajusté proportionnel ¹	673 745	(95 273)	578 472	560 328	516 819
Marge du BAIIA ajusté proportionnel ¹	73,8 %	(3,1) %	70,7 %	71,7 %	74,0 %
ACTIONS ORDINAIRES					
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	132 229	—	132 229	125 543	95 046
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	2 757	—	2 757	3 067	3 067
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)	180 857	—	180 857	170 292	134 658
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ⁴	2021 Normalisé	2020	2019
FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION					
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²	265 498	17 093	282 591	235 108	240 065
Flux de trésorerie disponibles ^{1,2}	92 315	15 789	108 104	93 260	93 311
Ratio de distribution ^{1,2}	143 %	(20) %	122 %	135 %	102 %
Ratio de distribution ajusté ^{1,2}	98 %	— %	98 %	114 %	89 %
	Aux 31 décembre			2020	2019
SITUATION FINANCIÈRE					
Total de l'actif				7 396 068	6 372 104
Total du passif				6 035 388	5 756 778
Capitaux propres attribuables aux propriétaires				1 093 112	604 384
Participations ne donnant pas le contrôle				267 568	10 942

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

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

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

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

1 - FAITS SAILLANTS | Exercice 2021 – Performance d'exploitation

Compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, les **produits** sur une base normalisée ont augmenté de 13 % pour s'établir à 692,2 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 en comparaison de la période correspondante de l'exercice précédent. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une hausse des produits principalement attribuable à l'accroissement de la production de la plupart des centrales de la Colombie-Britannique, à l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llama, qui est maintenant incluse dans les produits consolidés d'Innergex, et à l'acquisition de Curtis Palmer. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par l'apport moins élevé de certaines centrales hydroélectriques du Québec, en raison de l'effet combiné du recul de la production et des prix de vente moyens moins élevés attribuables aux CAÉ récemment renouvelés. La légère diminution des produits tirés du secteur de la production **éolienne** est surtout attribuable à la baisse de la production des parcs éoliens du Québec et de la France. La légère baisse s'explique également par l'apport moindre du parc éolien Foard City en raison de l'effet combiné des prix de vente moyens moins élevés et de la diminution de la production. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par l'apport de l'acquisition de Mountain Air pour un premier exercice complet et par la mise en service du parc éolien Griffin Trail. L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **solaire** est attribuable aux dommages-intérêts exigibles de l'entrepreneur en IAC pour la perte de produits causée par les retards dans la mise en service du parc solaire Amazon Ohio – Hillcrest (« Hillcrest ») et à la mise en service de ce parc. L'augmentation s'explique également par la hausse des prix de vente du parc solaire Salvador, combinée à son apport pour un premier exercice complet par suite de son acquisition, ainsi que par l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llama. Ces éléments ont été partiellement compensés par la baisse des produits générés par le parc solaire Phoebe attribuable à la diminution de la production, en raison de la réduction accrue exigée par le réseau de distribution au Texas et de l'ensoleillement moindre, malgré la hausse des prix de vente moyens. Les produits proportionnels¹ sur une base normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, ont augmenté pour s'établir à 817,9 M\$, en hausse de 5 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les **charges d'exploitation et frais généraux et administratifs** ont augmenté de 16 % par rapport à la période correspondante de l'an dernier pour se chiffrer à 221,6 M\$. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une hausse des charges en raison des charges d'exploitation plus élevées découlant de l'acquisition des centrales au Chili et des centrales de Curtis Palmer. L'augmentation des charges du secteur de la production **éolienne** est attribuable à l'incidence d'un premier exercice complet des charges d'exploitation à la suite de l'acquisition de Mountain Air et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail. Ces éléments ont été contrebalancés en partie par la baisse des charges d'exploitation découlant des charges non récurrentes au parc éolien Foard City au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation des charges du secteur de la production **solaire** s'explique par les charges d'exploitation plus élevées découlant de l'acquisition des centrales au Chili et de la mise en service du parc solaire Hillcrest.

En raison des facteurs susmentionnés, et compte tenu de la hausse des charges liées aux projets potentiels qui soutiennent la croissance de la Société, le BAIIA ajusté¹ sur une base normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, s'est établi à 470,7 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, en hausse de 12 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Le BAIIA ajusté proportionnel¹ sur une base normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a atteint 578,5 M\$, en hausse de 3 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Innergex a comptabilisé une **perte nette** de 185,4 M\$ (perte de base et diluée de 1,09 \$ par action) pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, comparativement à une **perte nette** de 29,1 M\$ (perte par action, de base et diluée, de 0,23 \$) pour la période correspondante de 2020. Cela s'explique essentiellement par l'incidence défavorable nette de 81,3 M\$ avant impôt des événements de février 2021 au Texas, la comptabilisation d'une quote-part des **charges de dépréciation** totalisant 112,6 M\$ dans les coentreprises Flat Top et Shannon et la comptabilisation de **charges de dépréciation** se rapportant au parc solaire Phoebe au Texas, à la participation détenue précédemment dans Energía Llama et à une participation minoritaire en France, qui ont totalisé respectivement 24,7 M\$, 6,3 M\$ et 5,9 M\$. L'augmentation de la perte nette est également attribuable à une hausse de 27,1 M\$ des **amortissements**, découlant principalement des acquisitions et des activités de mise en service récentes, à une variation défavorable de 26,8 M\$ de la juste valeur latente des instruments financiers, à une augmentation de 19,1 M\$ des **charges financières**, surtout liée au parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre, et à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro.

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

Ces éléments ont été en partie contrebalancés par une variation favorable de 8,8 M\$ de la **partie réalisée des instruments financiers** se rapportant surtout à la couverture de base de Phoebe, par rapport à la période correspondante de 2020, par une augmentation de 45,1 M\$ du **recouvrement d'impôt**, en raison essentiellement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas et de la reprise des passifs d'impôt différé liés aux installations en coentreprise Flat Top et Shannon, en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente, facteurs compensés en partie par les attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest mis en service en 2021, et par une augmentation de 24,1 M\$ des **autres produits**, attribuable principalement aux crédits d'impôt sur la production et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre.

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2021 – Capital et ressources

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

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme, y compris leur partie courante, découle principalement de la dette reprise dans le cadre des acquisitions d'Energía Llaima et de Licán, des prélèvements nets effectués pour la construction des installations Hillcrest et Griffin Trail, y compris leur financement par des investisseurs participant au partage fiscal, et du prix d'achat de Curtis Palmer, facteurs contrebalancés en partie par le produit reçu de l'appel public à l'épargne visant des actions ordinaires et des placements privés d'Hydro-Québec, qui a été affecté à la facilité de crédit renouvelable.

L'augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires est principalement attribuable aux actions émises dans le cadre de l'acquisition d'Energía Llaima, de l'appel public à l'épargne et des placements privés concurrents d'Hydro-Québec, de même qu'au montant investi par HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, dans l'acquisition de Curtis Palmer, facteurs contrebalancés en partie par le total du résultat global attribuable aux propriétaires de la société mère et aux dividendes déclarés.

La hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 s'explique essentiellement par les acquisitions d'Energía Llaima, de Licán et de Curtis Palmer réalisées au deuxième semestre de 2021, par la mise en service du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail en 2021 et par l'incidence sur un exercice complet des acquisitions de Mountain Air et de Salvador en 2020. Les flux de trésorerie disponibles¹ ont été avantagés par les éléments susmentionnés, mais partiellement compensés par une augmentation des remboursements de capital sur la dette attribuable à l'acquisition d'Energía Llaima au troisième trimestre de 2021 et au commencement des remboursements de la dette au titre de l'emprunt lié au projet Upper Lillooet/Boulder Creek, ainsi que par une augmentation des flux de trésorerie disponibles¹ attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, fait surtout de l'acquisition de Curtis Palmer et de l'incidence sur un exercice complet de l'acquisition de Mountain Air réalisée en 2020.

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

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2021 – Initiatives de croissance

Le 1er mars 2021, la Société a achevé la mise en service du parc éolien Yonne II de 6,9 MW situé en France. Innergex détient une participation de 69,55 % dans le parc éolien, la participation restante de 30,45 % étant détenue par le Régime des rentes du Mouvement Desjardins (« RRMD »).

Le 11 mai 2021, le parc solaire Hillcrest de 200 MW situé en Ohio a atteint la mise en service commerciale en vertu du CAÉ. Le financement de participation au partage fiscal a été conclu le 17 novembre 2021.

Le 9 juillet 2021, la Société a conclu l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llama SpA (« Energía Llama »), une société d'énergie renouvelable établie au Chili, qu'Innergex détenait déjà à 50 %, pour une contrepartie totale de 75,0 M\$ US (94,0 M\$), dont une contrepartie conditionnelle de 3,7 M\$ US (4,6 M\$).

Le 26 juillet 2021, la Société a achevé la mise en service du parc éolien Griffin Trail de 225,6 MW situé dans le nord du Texas. Elle a conclu le financement de participation au partage fiscal le 30 juillet 2021.

Le 3 août 2021, la Société a fait l'acquisition de la totalité des actions d'Empresa Eléctrica Licán S.A. (« Licán »). Licán a été acquise pour une contrepartie totale de 17,7 M\$ US (22,1 M\$), dont une contrepartie conditionnelle de 1,0 M\$ US (1,3 M\$).

Le 3 septembre 2021, Innergex a conclu un financement par voie de prise ferme d'actions ordinaires. La Société a émis un total de 10 374 150 actions ordinaires, dont 1 353 150 actions ordinaires par suite de l'exercice intégral de l'option de surallocation octroyée au syndicat de preneurs fermes, au prix d'offre de 19,40 \$ par action ordinaire (le « prix d'offre ») pour un produit brut total de 201,3 M\$ (le « placement »). Aux termes de la convention de droits de l'investisseur entre Innergex et Société de portefeuille HQI Canada inc., filiale en propriété exclusive d'Hydro-Québec (« Hydro-Québec »), Innergex a émis, parallèlement au placement, 2 581 000 actions ordinaires au prix d'offre, pour un produit brut total de 50,1 M\$, afin de maintenir la participation de 19,9 % d'Hydro-Québec.

Le 25 octobre 2021, Innergex et Hydro-Québec ont réalisé l'acquisition de Curtis Palmer, un portefeuille d'actifs hydroélectriques au fil de l'eau de 60 MW situé à Corinth, dans l'État de New York, composé de la centrale Curtis Mills de 12 MW et de la centrale Palmer Falls de 48 MW (« Curtis Palmer »). Cette acquisition conjointe est la première réalisée dans le cadre de l'Alliance stratégique formée par Innergex et Hydro-Québec en 2020. Innergex détient indirectement une participation de 50 % dans les centrales de Curtis Palmer et Hydro-Québec détient indirectement la participation restante de 50 %. La contrepartie totale pour cette acquisition était de 321,6 M\$ US (397,3 M\$), dont une contrepartie conditionnelle de 3,2 M\$ US (3,9 M\$).

Le 28 décembre 2021, la Société a conclu la vente de sa participation de 51 % dans le parc éolien Flat Top (« Flat Top ») pour un montant symbolique.

La construction du **projet hydroélectrique Innavik** de 7,5 MW au Québec, au Canada, s'est poursuivie et sa mise en service commerciale devrait avoir lieu à la fin de 2022. En France, au **projet de stockage par batterie autonome Tonnerre**, les activités de construction sont pratiquement terminées, et les activités de mise en service et d'essai sont en cours. Aux États-Unis, les travaux de construction ont commencé au **projet solaire et de stockage d'énergie par batteries Hale Kuawehi** avec le début des travaux de génie civil et la construction de routes et de zones de dépôt.

Les **projets en développement** avancent bien, trois nouveaux projets en développement ayant été ajoutés : le **projet éolien Boswell Springs** et le **projet solaire Palomino**, aux États-Unis, ainsi que le **projet éolien Auxe Bois Régnier**, en France, qui a obtenu le 23 février 2022 un CAÉ d'une durée de 20 ans avec EDF-OA.

Les **projets potentiels** offriront plusieurs possibilités dans les années à venir, 10 projets d'une puissance installée totale de 346 MW étant actuellement à un stade avancé.

1- FAITS SAILLANTS | Événements postérieurs

Acquisition de San Andrés SpA

Le 28 janvier 2022, Innergex a réalisé l'acquisition du parc solaire San Andrés de 50,6 MW situé au Chili (« San Andrés »). Le parc, mis en service en 2014, est situé dans le désert d'Atacama, dans le nord du Chili. Le parc San Andrés a été acquis pour une contrepartie totale de 25,8 M\$ US (32,7 M\$), déduction faite de la trésorerie acquise. Ce parc devrait fournir une production moyenne à long terme brute d'environ 118,9 GWh par an.

Acquisition d'Aela Generación S.A. et d'Aela Energía SpA

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

Le 10 février 2022, Innergex a conclu deux contrats de change à terme d'un montant nominal total de 100,0 M\$ US (126,8 M\$) afin de gérer son exposition aux fluctuations des taux de change liée au prix d'achat. De plus, afin de gérer son exposition au risque de hausse des taux d'intérêt relativement à une partie du refinancement prévu de la dette sans recours reprise lors de l'acquisition et aux projets chiliens existants d'Innergex, Innergex a conclu deux swaps différés de taux d'intérêt, le 17 février et le 18 février 2022, respectivement, d'un montant nominal total de 172,8 M\$ US (219,1 M\$).

Grâce à ce nouveau portefeuille éolien, Innergex diversifie ses activités sur le plan géographique et sur le plan des sources d'énergie et fait plus que doubler sa puissance installée au Chili, ce qui lui ouvre la voie au refinancement de l'ensemble de son portefeuille au Chili afin de générer une valeur ajoutée à long terme. La clôture de l'acquisition est prévue au deuxième trimestre de 2022 et est assujettie à l'approbation de l'Agence antitrust chilienne (Fiscalía Nacional Económica) et aux conditions de clôture habituelles.

Conclusion d'un appel public à l'épargne

Dans le cadre de l'appel public à l'épargne conclu le 22 février 2022, la Société a émis 9 718 650 actions ordinaires à un prix de 17,75 \$ pour un produit en trésorerie de 172,5 M\$. Parallèlement à la clôture de l'appel public à l'épargne, Hydro-Québec a souscrit 2 100 000 actions ordinaires de la Société pour un produit en trésorerie de 37,3 M\$.

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2020

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les augmentations de la production (en MWh), des produits, des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs, du BAIIA ajusté¹ et du BAIIA ajusté proportionnel¹ étaient principalement attribuables à l'apport des installations mises en service en 2019 et aux acquisitions de Mountain Air et de Salvador.

La diminution de la perte découlant des activités poursuivies en 2020 s'explique principalement par la baisse de la charge d'impôt, laquelle est attribuable à la diminution des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal et à une variation favorable hors trésorerie de la juste valeur de la couverture du prix de l'électricité et de la couverture de base, contrebalancée en partie par la charge de dépréciation comptabilisée à l'égard de l'investissement dans Energía Llaima, par la hausse des amortissements découlant des installations mises en service en 2019 et des acquisitions de 2020, par la baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal et par l'augmentation de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, laquelle est surtout attribuable à une variation défavorable hors trésorerie de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité de Flat Top et de Shannon.

L'augmentation du total de l'actif est en grande partie attribuable à la construction des projets Hillcrest, Griffin Trail et Yonne II, ainsi qu'aux acquisitions de Mountain Air et de Salvador.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme, y compris leur partie courante, découle principalement des activités de construction et des prêts et emprunts à long terme repris dans le cadre de l'acquisition de Mountain Air. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par le remboursement de la facilité de crédit renouvelable de la Société effectué à la suite du placement privé d'Hydro-Québec, déduction faite des montants utilisés au titre des prix d'achat respectifs des acquisitions de Mountain Air et de Salvador.

L'augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires s'explique principalement par le placement privé d'Hydro-Québec au premier trimestre de 2020, ce qui a été partiellement contrebalancé par les dividendes déclarés et le total de la perte globale attribuable aux propriétaires de la société mère.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation ont augmenté, en raison surtout des installations mises en service en 2019 et des acquisitions de Salvador et de Mountain Air en 2020. Toutefois, les flux de trésorerie disponibles sont demeurés relativement stables, du fait de l'augmentation des remboursements de capital sur la dette découlant des acquisitions et des activités de mise en service.

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

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;
- des prix du marché durables sur les différents marchés;
- sa capacité à évaluer et à obtenir les meilleurs sites potentiels dans le but de développer de nouveaux projets en collaboration avec les communautés locales;
- sa capacité à prévoir convenablement le total des coûts de construction, les produits et les charges pour chaque projet, dans un marché dans lequel la compétitivité des installations de production d'énergie renouvelable sur le plan des coûts s'améliore rapidement;
- sa capacité à réaliser des acquisitions qui ajoutent de la valeur;
- sa capacité à financer sa croissance et à fournir de la puissance disponible grâce à la préparation croissante du marché et à la rentabilité des technologies de stockage.

Principaux marchés géographiques

Au **Canada**, le secteur de la production d'énergie renouvelable a connu une croissance importante au fil des ans, en raison des engagements publics et privés à réduire les émissions de gaz à effet de serre dans la production d'électricité; des règlements nationaux en matière de tarification du carbone introduits par le gouvernement fédéral; des préoccupations du public relativement à l'énergie issue des combustibles fossiles, à la qualité de l'air et au réchauffement climatique; des améliorations des technologies liées aux énergies renouvelables; et des délais plus courts de construction pour certains projets d'énergie renouvelable. La production d'énergie renouvelable au Canada est également soutenue par des achats fédéraux et 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 et par des engagements législatifs en matière de production d'énergie renouvelable. Conformément aux engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris sur le climat, le gouvernement fédéral a publié le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques en 2016. Parmi ses objectifs, le Cadre s'engage envers l'élimination graduelle de la production d'électricité au charbon d'ici 2030, et a aussi mené à l'instauration à l'échelle nationale d'une tarification de la pollution causée par le carbone des installations industrielles en 2019. Le plan prévoit un système de tarification fondé sur la production pour réduire la pollution par le carbone de la production d'électricité et garantir que les sources d'électricité renouvelables, telles que l'éolien et le solaire, puissent concurrencer encore plus efficacement les sources non renouvelables. En 2020, le gouvernement du Canada a publié son plan climatique renforcé, Un environnement sain et une économie saine. Le plan prévoit une augmentation significative de la tarification nationale du carbone, qui passera à 170 \$ la tonne en 2030. Le gouvernement a pris d'autres mesures en 2021 : il a renforcé l'objectif du Canada dans le cadre de l'Accord de Paris, à savoir réduire les émissions de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, et il a pris un engagement légiféré pour s'engager à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Le gouvernement a également annoncé son objectif de faire en sorte que le réseau électrique canadien, qui est exempt d'émissions à 82 %, soit totalement carboneutre d'ici 2035. Pour atteindre ces objectifs, une électrification importante sera nécessaire dans tous les secteurs économiques et il faudra que le Canada produise environ deux fois plus d'électricité non émettrice qu'aujourd'hui. À l'échelle provinciale et territoriale, plusieurs gouvernements ont établi une cible d'augmentation de la proportion des énergies renouvelables dans leur bouquet énergétique produit afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps.

Aux **États-Unis**, selon la U.S. Energy Information Administration, l'énergie provenant de sources renouvelables devrait augmenter pour passer de 19 % en 2019 à 38 % d'ici 2050, une nouvelle capacité d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque d'environ 117 GW devant être ajoutée durant la période de 2020 à 2023, sous l'effet de la baisse des coûts en capital et de la disponibilité de crédits d'impôt. Dans de nombreux marchés aux États-Unis, les énergies éolienne et solaire comptent déjà parmi les sources d'énergie les plus économiques, et ce, même lorsqu'on les compare avec le gaz naturel, dont le coût est relativement peu élevé. Comme la demande d'électricité connaît une croissance modeste, les principaux moteurs de la nouvelle capacité devraient être le retrait des unités de combustible fossile plus anciennes et moins efficaces, la disponibilité de crédits d'impôt à l'énergie renouvelable et la baisse continue du coût d'investissement des sources d'énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire photovoltaïque. Par ailleurs, aux États-Unis, une part croissante des nouveaux projets d'énergie renouvelable sont construits pour répondre à la demande des entreprises. Le coût favorable des sources d'énergies renouvelables combiné aux engagements prescrits par la loi au niveau des États en faveur des énergies renouvelables devraient continuer de stimuler la demande de nouvelle capacité de production d'énergie renouvelable. Les États ont été très 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 ressources renouvelables désignées ou de technologies admissibles. Trente États, Washington, D.C., et trois territoires ont dorénavant adopté une norme en matière d'offre d'énergie renouvelable. Treize juridictions, dont Hawaii, exigent que la totalité de l'électricité provienne de sources propres d'ici 2050 ou plus tôt. Les ventes au détail d'électricité aux États-Unis sont réalisées dans une proportion de plus de 60 % dans des juridictions ayant des politiques en matière d'offre d'énergie renouvelable juridiquement contraignantes.

La **France** continue d'être un marché très intéressant pour l'énergie renouvelable. Grâce à l'énergie nucléaire, qui représente environ 66 % de sa production, le pays dispose d'un système électrique largement décarboné. L'hydroélectricité, qui représente 12 % de la production, est la principale source d'énergie renouvelable. La production d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque a augmenté rapidement au cours de la dernière décennie, faisant passer la proportion totale des énergies renouvelables dans la production d'électricité de 14 % en 2010 à 24 % en 2020. La production restante est un mélange de combustibles fossiles, principalement du gaz naturel. Le cadre de décarbonation de la France, ancré dans la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015, s'appuie sur la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) pour 2050, et présente des cibles de réduction de l'utilisation des combustibles fossiles et des émissions par secteur dans le cadre de trois budgets carbone quinquennaux jusqu'en 2034. Dans le secteur de l'énergie, des mesures sont mises en œuvre dans le cadre de deux plans quinquennaux successifs d'investissement dans l'énergie (la programmation pluriannuelle de l'énergie ou PPE). En 2020, le gouvernement a mis à jour la SNBC et la PPE pour atteindre l'objectif de carboneutralité d'ici 2050. Le gouvernement français s'est fixé des objectifs ambitieux pour faire augmenter la part des énergies renouvelables au cours des dix prochaines années en établissant certains objectifs spécifiques par technologie, ce qui se traduit par une puissance installée de 35 GW d'éoliennes terrestres prévue d'ici 2028, l'éolien demeurant le principal objectif d'Innergex sur ce marché. En outre, à compter de 2021, nous avons l'intention de nous attaquer au secteur solaire à grande échelle, lequel bénéficie du même soutien, avec un objectif de 40 GW d'ici 2028. Enfin, à l'instar de la production d'énergie renouvelable, Innergex a l'intention de chercher des occasions sur le marché du stockage, pour lequel un cadre réglementaire est en cours d'élaboration.

L'énergie renouvelable continue de se développer au **Chili**. En 2020, la production d'énergie solaire et éolienne a totalisé 13 130 gigawattheures (« GWh »), ce qui représente une hausse de 17 % par rapport à 2019, soit 21 % de la production totale d'électricité. Parallèlement, la contribution des centrales hydroélectriques est demeurée importante; en 2020, elles représentaient 27 % de la production totale (ce qui équivaut à 20 634 GWh). En décembre 2021, 169 installations d'énergie renouvelable étaient en construction, représentant une puissance de 4 500 MW. Les énergies renouvelables non conventionnelles, qui ne comprennent pas l'hydroélectricité avec réservoirs, représentent désormais 36,7 % de la puissance installée du pays et 27 % de la production annuelle d'électricité. Le secteur minier, lequel consomme un tiers de la production globale d'électricité au Chili, est également le secteur qui consomme la majeure partie des nouvelles énergies renouvelables. Depuis 2014, les prix de l'énergie solaire ont 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.

Caractère saisonnier des activités

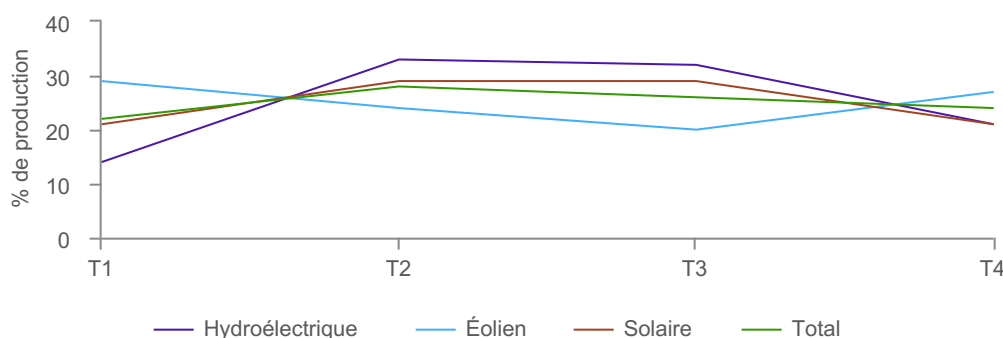
La Société vise à maintenir un portefeuille d'actifs diversifié tant sur le plan géographique que sur celui des sources d'énergie, afin d'atténuer les variations saisonnières et de production. La quantité d'électricité produite par les installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire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

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

En GWh et %	PMLT consolidée et saisonnalité trimestrielle ¹								Total	
	T1		T2		T3		T4			
HYDRO-ÉLECTRIQUE	539	14 %	1 257	33 %	1 219	32 %	825	21 %	3 840	35 %
ÉOLIEN	1 579	29 %	1 342	24 %	1 083	20 %	1 507	27 %	5 511	51 %
SOLAIRE	330	21 %	443	29 %	449	29 %	316	21 %	1 538	14 %
Total	2 448	22 %	3 042	28 %	2 751	26 %	2 648	24 %	10 889	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 23 février 2022. La PMLT est présentée conformément aux règles comptables de constatation des produits aux termes des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La comparaison de la production par rapport à la PMLT représente un indicateur de rendement clé pour la Société. Se reporter à la rubrique « Données clés » pour plus d'information.

Saisonnalité de la production par source d'énergie



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 peuvent changer 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, nous tenons 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 maintient des mesures d'intervention d'urgence approfondies pour des 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.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Installations en exploitation

Secteur énergétique	Emplacement	Période de trois mois close le 31 décembre 2021		Période de trois mois close le 31 décembre 2020		Période de trois mois Variation de la production en %	Exercice clos le 31 décembre 2021		Exercice clos le 31 décembre 2020		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	170 605	94 %	216 240	119 %	(21)%	688 416	98 %	717 839	103 %	(4)%
	Ontario	25 643	121 %	22 043	104 %	16 %	75 105	101 %	67 957	91 %	11 %
	Colombie-Britannique	552 153	148 %	457 717	123 %	21 %	2 152 452	98 %	1 961 283	89 %	10 %
	États-Unis ⁶	89 664	123 %	3 113	60 %	2 780 %	125 012	109 %	42 499	91 %	194 %
	Chili ⁵	105 232	67 %	—	— %	— %	215 843	70 %	—	— %	— %
	Total partiel	943 297	117 %	699 113	120 %	35 %	3 256 828	96 %	2 789 578	92 %	17 %
ÉOLIEN	Québec	586 484	89 %	663 591	100 %	(12)%	2 124 480	92 %	2 357 580	102 %	(10)%
	France	173 486	80 %	208 113	97 %	(17)%	646 208	86 %	711 114	96 %	(9)%
	États-Unis ³	644 724	103 %	430 178	104 %	50 %	1 938 737	99 %	1 424 116	99 %	36 %
	Total partiel	1 404 694	93 %	1 301 882	101 %	8 %	4 709 425	94 %	4 492 810	100 %	5 %
SOLAIRE	Ontario	5 758	104 %	5 341	96 %	8 %	38 994	107 %	38 652	105 %	1 %
	États-Unis	162 408	84 %	121 587	89 %	34 %	853 798	84 %	637 010	86 %	34 %
	Chili ^{4, 5}	67 000	94 %	59 038	102 %	13 %	196 170	94 %	115 864	103 %	69 %
	Total partiel	235 166	87 %	185 966	93 %	26 %	1 088 962	87 %	791 526	89 %	38 %
PRODUCTION TOTALE¹		2 583 157	100 %	2 186 961	106 %	18 %	9 055 215	94 %	8 073 914	96 %	12 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		93 000	106 %	386 397	108 %	(76)%	798 151	97 %	1 516 226	99 %	(47)%
PRODUCTION PROPORTIONNELLE^{1, 2}		2 676 157	100 %	2 573 358	106 %	4 %	9 853 366	94 %	9 590 140	97 %	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. Les résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021 ont été exclus en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

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

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

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

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

La **production** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021 s'est établie à 100 % de la PMLT. Ce résultat s'explique principalement par l'augmentation de la production des centrales de la Colombie-Britannique et par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne aux parcs éoliens Griffin Trail et Foad City au Texas. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et en France, par des débits d'eau inférieurs à la moyenne au Chili ainsi que par l'incidence défavorable de la réduction intermittente exigée par le réseau de distribution au Texas et de l'ensoleillement moindre au parc solaire Phoebe. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 106 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une production proportionnelle représentant 100 % de la PMLT.

La **production** pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 s'est établie à 94 % de la PMLT. Cette variation s'explique principalement par des régimes éoliens inférieurs à la moyenne dans certains parcs du Québec et de la France et au parc éolien Foard City, par l'incidence défavorable de la réduction exigée par le réseau de distribution au Texas et de l'ensoleillement moindre au parc solaire Phoebe et par des débits d'eau inférieurs à la moyenne au Chili. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne aux parcs éoliens Griffin Trail et Mountain Air. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 97 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une **production proportionnelle** représentant 94 % de la PMLT.

Renouvellement des CAÉ

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. La Société s'attend à ce que les négociations relatives au CAÉ avec BC Hydro reprennent sous peu, car cette dernière a déposé son nouveau régime intégré des ressources à la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »).

Le 16 avril 2018, la Société a annoncé la conclusion d'une entente avec BC Hydro relative au renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale Brown Lake pour une période de 40 ans (le « renouvellement du CAÉ de Brown Lake »). La Société et BC Hydro ont modifié le renouvellement du CAÉ de Brown Lake comme l'a suggéré la BCUC, afin que sa durée ne dépasse pas trois ans et se termine le 31 octobre 2022. Le renouvellement modifié du CAÉ de Brown Lake a été soumis par BC Hydro à la BCUC pour approbation, qui l'a accepté.

Les CAÉ des centrales de Portneuf ont atteint la fin de leur 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.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, la Société a conclu le renouvellement des CAÉ d'une durée de 25 ans des centrales Sainte-Marguerite et Montmagny.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Développement de la Société

Acquisition de la participation restante dans Energía Llaima au Chili

- Le 9 juillet 2021, la Société est devenue l'unique propriétaire de la société chilienne d'énergie renouvelable Energía Llaima SpA en acquérant la participation restante de 50 % pour une contrepartie totale de 75,0 M\$ US (94,0 M\$), dont une contrepartie conditionnelle évaluée à 3,7 M\$ US (4,6 M\$).
- En contrepartie de cette transaction, Innergex a émis aux actionnaires d'Energía Llaima 4 048 215 actions ordinaires d'Innergex d'une valeur totale de 71,4 M\$ US (89,4 M\$) à un prix représentant le prix par action égal à la moyenne pondérée en fonction du volume sur 10 jours avant la clôture de l'acquisition.
- En outre, en vertu de la convention des droits de l'investisseur conclue entre Innergex et Hydro-Québec, Innergex a émis, parallèlement à la clôture de la transaction susmentionnée, 1 148 050 actions ordinaires pour un produit total de 25,3 M\$ afin de permettre à Hydro-Québec de maintenir sa participation de 19,9 %.
- La puissance installée nette d'Innergex a augmenté de 83,4 MW.
- À la suite de cette transaction, Innergex détient des participations et exploite trois centrales hydroélectriques au Chili d'une puissance installée brute de 152 MW et un parc solaire thermique d'une puissance installée brute de 34 MW, et dans plusieurs projets en développement ou potentiels.
- Les installations devraient générer annuellement des produits de 26,8 M\$ US (33,2 M\$) et des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs de 10,9 M\$ US (13,4 M\$) pour les cinq premières années. Ces estimations sont comparables à la performance d'exploitation historique des installations.

Acquisition d'une centrale hydroélectrique au Chili

- Le 3 août 2021, la Société a acquis Licán, une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 18 MW dotée d'un réservoir permettant une régulation quotidienne allant jusqu'à trois heures et demie.
- L'installation mise en service en 2011 est située sur la rivière Licán, dans la région de Los Rios au Chili. L'installation devrait fournir une production moyenne à long terme brute estimée à 77,8 GWh par an et vendre sa production sur le marché au comptant.
- Licán a été acquise pour une contrepartie totale de 17,7 M\$ US (22,1 M\$), financée par de la trésorerie détenue au Chili pour payer les actionnaires et rembourser partiellement la dette existante et d'autres coûts.
- La centrale devrait générer annuellement des produits de 4,2 M\$ US (5,2 M\$) en fonction de la production annuelle moyenne à long terme prévue de 77,8 GWh et des charges d'exploitation, frais généraux et frais d'administration de 2,1 M\$ US (2,6 M\$) pour les cinq premières années. Ces estimations sont comparables à la performance d'exploitation historique des installations.

Acquisition d'un portefeuille d'actifs hydroélectriques dans l'État de New York

- Le 25 octobre 2021, la Société et Hydro-Québec ont réalisé leur première acquisition conjointe avec l'acquisition du portefeuille d'actifs hydroélectriques au fil de l'eau de 60 MW de Curtis Palmer.
- Innergex détient indirectement une participation de 50 % dans les centrales et Hydro-Québec détient indirectement la participation restante de 50 %.
- Le portefeuille est composé de la centrale Curtis Mills de 12 MW et de la centrale Palmer Falls de 48 MW.
- Les centrales de Curtis Palmer détiennent un CAÉ visant l'énergie, les certificats d'énergie renouvelable (« CER ») et la puissance avec Niagara Mohawk Power Corporation (A3 / BBB+), qui expire à la première des éventualités suivantes, soit le 31 décembre 2027, soit à la livraison de 10 000 GWh cumulatifs (prévue en 2026).
- Après l'expiration du CAÉ, les centrales de Curtis Palmer devraient vendre de l'énergie, des CER et de la puissance sur le marché du NYISO.
- Les centrales de Curtis Palmer présentent un profil de flux de trésorerie attrayant et devraient générer des produits de 49,3 M\$ US (61,6 M\$) et des charges d'exploitation, frais généraux et frais d'administration de 6,8 M\$ US (8,5 M\$) en moyenne par année jusqu'à la fin du CAÉ. Ces estimations sont comparables à la performance d'exploitation historique des installations.
- Une contrepartie totale de 321,6 M\$ US (397,3 M\$) a été versée, dont une contrepartie conditionnelle évaluée à 3,2 M\$ US (3,9 M\$).
- Le 3 septembre 2021, Innergex a conclu un appel public à l'épargne de 201,3 M\$ et un placement privé concurrent d'actions ordinaires de 50,1 M\$ en faveur d'Hydro-Québec pour financer l'acquisition de Curtis Palmer, le solde du produit net devant être affecté aux fins générales de l'entreprise, y compris aux initiatives de croissance futures.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de mise en service

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

Nom (emplacement)	Type	Participation (%)	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, moyenne des cinq premières années			
						Estimés ¹ (M\$)	Produits ¹ (M\$)	Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs ¹	BAIIA ajusté ^{1,2}	Produits proportionnels ^{1,2} (M\$)	BAIIA ajusté proportionnel ^{1,2} (M\$)
Hillcrest (Ohio, É.-U.)	Solaire	100	200,0	413,3	15	397,6 ³	21,6 ³	8,7 ³	12,9 ³	21,6 ³	12,9 ³
Griffin Trail (Texas, É.-U.)	Éolien	100	225,6	832,4	— ⁴	360,9 ⁵	21,3 ⁵	11,0 ⁵	10,3 ⁵	49,5 ⁵	38,5 ⁵
Yonne II (France)	Éolien	69,55	6,9	11,0	20	15,9 ⁶	1,4 ⁶	0,3 ⁶	1,1 ⁶	1,4 ⁶	1,1 ⁶

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Ils sont fondés sur des estimations qui ne comportent pas de données historiques directement comparables. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.

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

3. Le coût total du projet est estimé à 313,6 M\$ US, les produits prévus, à 17,0 M\$ US, les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs prévus, à 6,9 M\$ US, et le BAIIA ajusté prévu, à 10,2 M\$ US, convertis à un taux de 1,2678.

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

5. Le coût total du projet est estimé à 284,7 M\$ US, les produits prévus, à 16,8 M\$ US, les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs prévus, à 8,7 M\$ US, le BAIIA ajusté prévu, à 8,1 M\$ US, les produits proportionnels prévus, à 39,1 M\$ US, et le BAIIA ajusté proportionnel, à 30,3 M\$ US, convertis à un taux de 1,2678.

6. Le coût total du projet est estimé à 10,8 M€, les produits prévus, à 1,0 M€, les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs prévus, à 0,3 M€, et le BAIIA ajusté prévu, à 0,8 M€, convertis à un taux de 1,4391.

Le statut du projet suivant a été mis à jour au cours du trimestre :

Hillcrest :

- L'achèvement substantiel a été atteint le 31 octobre 2021 et le financement de participation au partage fiscal a été conclu le 17 novembre 2021.

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
Hale Kuawehi (Hawaii, É.-U.)	Solaire	100	30,0 ²	87,4 ³	25	2023
Innavik (QC, Canada)	Hydroélectrique	50	7,5	54,7	40	2022
Tonnerre (France)	Stockage	100	Note ⁴	—	— ⁵	2022

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.
2. Projet solaire disposant d'une capacité de stockage par batteries de 120 MWh.
3. Le CAÉ représente un paiement de capacité forfaitaire fixe au titre de la disponibilité de l'énergie répartissable.
4. Capacité de stockage par batteries autonome de 9 MWh.
5. Le projet a obtenu un contrat offrant un complément de rémunération d'une durée de 7 ans, qui offre un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité. Le Code de l'énergie français prévoit un complément de rémunération fondé sur le marché. Dans le cadre d'un contrat offrant un complément de rémunération, le revenu du producteur est la somme du prix de marché et du complément de rémunération. Un tel complément correspond à la différence entre, d'une part, un tarif de référence calculé en tenant compte des coûts de financement et des charges d'exploitation moyens d'installations performantes, représentatives de l'installation, et, d'autre part, le prix de marché moyen de l'électricité et de la capacité.

Le statut des projets suivants a été mis à jour au cours du trimestre :

Hale Kuawehi :

- La construction a commencé en janvier 2022.
- L'exécution de tous les principaux contrats d'approvisionnement et de construction est terminée.
- La cérémonie de bénédiction a été tenue sur le site le 4 janvier 2022. Les travaux de génie civil ont commencé en janvier avec la construction de routes et de zones de dépôt.

Innavik :

- Le batardeau est installé et le débit de la rivière est maintenant dévié par la structure de détournement.
- La superstructure de la centrale est achevée à 95 % et l'enveloppe sera terminée au deuxième trimestre de 2022.
- Certains retards ont été constatés en raison notamment de la pandémie.

Tonnerre :

- Les travaux de construction sur le site sont terminés.
- La mise en service et les essais sont en cours, et la mise en service devrait être achevée au premier trimestre de 2022.

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

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de développement

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

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

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

2. Le projet a été sélectionné parmi la courte liste finale de l'appel d'offres toutes énergies 2020 de PacifiCorp. Par conséquent, le projet négocie actuellement les modalités d'un CAÉ de 30 ans à prise obligatoire prévoyant la vente directement au point d'interconnexion avec PacifiCorp.

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

Le statut des projets suivants a été mis à jour au cours du trimestre :

Frontera :

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

Paeahu :

- Le projet a été retardé par une décision défavorable de la Circuit Court concernant le permis d'utilisation spéciale du comté en raison de l'opposition locale. Le projet engagera une nouvelle procédure auprès de la commission d'aménagement du comté de Maui concernant le permis requis en mars 2022.
- Dans le cadre du projet, il est prévu qu'il faudra recourir à la prolongation maximale de 148 jours autorisée par le CAÉ pour parvenir à la date prévue de mise en service.
- La direction réévalue actuellement les perspectives à long terme du projet à la lumière de la récente décision.

Kahana :

- Le CAÉ a été approuvé par la Public Utilities Commission d'Hawaii le 5 janvier 2022.

Barbers Point :

- Les études environnementales sont terminées.

Boswell Springs :

- Les négociations relatives au CAÉ sont en cours et devraient prendre fin d'ici le troisième trimestre de 2022.
- L'approvisionnement en équipements et le processus de sélection de l'entrepreneur en IAC sont en cours.
- Les demandes de permis sont presque terminées.
- Le début de la construction est prévu au deuxième trimestre de 2023.

Palomino :

- Le processus de demande de permis et les études sur les lignes de transport ont débuté.
- La construction devrait commencer d'ici le troisième trimestre de 2023.

Auxy Bois Régnier :

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

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Projets potentiels

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

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

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

	Stade préliminaire		Stade intermédiaire		Stade avancé		Puissance totale ¹ (en MW)	Nombre total de projets
	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets	Puissance ¹ (en MW)	Nombre de projets		
CANADA								
Hydroélectrique	500	8	—	—	—	—	500	8
Solaire	300	7	—	—	—	—	300	7
Éolien	3 943	23	—	—	—	—	3 943	23
Total partiel	4 743	38	—	—	—	—	4 743	38
ÉTATS-UNIS								
Solaire	639	7	730	4	—	—	1 369	11
Éolien	400	1	—	—	—	—	400	1
Hydrogène vert ²	5	1	—	—	—	—	5	1
Total partiel	1 044	9	730	4	—	—	1 774	13
FRANCE								
Solaire	—	—	—	—	60	1	60	1
Éolien	128	11	61	3	132	7	321	21
Total partiel	128	11	61	3	192	8	381	22
CHILI								
Hydroélectrique	29	2	—	—	154	1	183	3
Solaire	32	1	—	—	—	—	32	1
Éolien	9	1	—	—	—	—	9	1
Stockage ³	—	—	—	—	—	1	—	1
Total partiel	70	4	—	—	154	2	224	6
Total	5 985	62	791	7	346	10	7 122	79

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.
3. Capacité de stockage par batteries de 250 MWh.

Depuis le trimestre précédent, le projet éolien Boswell Springs aux États-Unis, le projet solaire Palomino aux États-Unis et le projet éolien Auxe Bois Régulier en France, qui étaient au stade avancé, sont passés au stade du développement.

Un projet hydroélectrique au Chili est passé du stade préliminaire au stade avancé et un projet solaire en France est passé du stade intermédiaire au stade avancé. Par ailleurs, deux nouveaux projets ont progressé jusqu'au stade préliminaire aux États-Unis, soit un projet éolien et un projet d'hydrogène vert. Enfin, un nouveau projet de stockage au Chili est passé au stade avancé.

Projets de l'Alliance stratégique

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

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

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

Depuis l'acquisition de Curtis Palmer, notre objectif a été de collaborer pour chercher et réaliser d'autres transactions potentielles dans le cadre de l'Alliance stratégique.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre					
	2021	2020	Variation		2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ³	2021 Normalisé	2020	Variation	
Produits	202 388	167 927	34 461	21 %	747 208	(54 967)	692 241	613 207	79 034	13 %
Charges d'exploitation	42 555	36 510	6 045	17 %	149 106	—	149 106	131 442	17 664	13 %
Frais généraux et administratifs	12 813	9 979	2 834	28 %	45 098	—	45 098	42 948	2 150	5 %
Charges liées aux projets potentiels	9 709	3 608	6 101	169 %	27 367	—	27 367	16 708	10 659	64 %
BAlIA ajusté¹	137 311	117 830	19 481	17 %	525 637	(54 967)	470 670	422 109	48 561	12 %
Marge du BAlIA ajusté ¹	67,8 %	70,2 %			70,3 %	(2,3) %	68,0 %	68,8 %		
Charges financières	67 417	57 443	9 974	17 %	252 255	—	252 255	233 143	19 112	8 %
Autres produits, montant net	(34 565)	(7 304)	(27 261)	373 %	(89 621)	—	(89 621)	(65 554)	(24 067)	37 %
Amortissements	77 748	58 465	19 283	33 %	255 640	—	255 640	228 526	27 114	12 %
Dépréciation d'actifs non courants	12	26 659	(26 647)	— %	36 986	—	36 986	26 659	10 327	— %
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées ² :										
Quote-part (du bénéfice) de la perte, avant les charges de dépréciation	(791)	(13 874)	13 083	(94) %	77 280	(64 197)	13 083	7 524	5 559	74 %
Quote-part des charges de dépréciation	—	—	—	— %	112 609	—	112 609	—	112 609	— %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(15 411)	(22 810)	7 399	(32) %	92 122	(72 060)	20 062	2 025	18 037	891 %
Charge (recouvrement) d'impôt	37 158	7 357	29 801	405 %	(26 240)	17 071	(9 169)	18 897	(28 066)	(149) %
Bénéfice net (perte nette)	5 743	11 894	(6 151)	(52) %	(185 394)	64 219	(121 175)	(29 111)	(92 064)	316 %
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :										
Propriétaires de la société mère	(2 348)	11 920	(14 268)	(120) %	(191 805)	64 219	(127 586)	(32 628)	(94 958)	291 %
Participations ne donnant pas le contrôle	8 091	(26)	8 117	(31 219) %	6 411	—	6 411	3 517	2 894	82 %
	5 743	11 894	(6 151)	(52) %	(185 394)	64 219	(121 175)	(29 111)	(92 064)	316 %
(Perte nette) bénéfice net par action attribuable aux propriétaires, de base et dilué(e) (\$)	(0,02)	0,06			(1,09)	0,35	(0,74)	(0,23)		

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

2. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société.

3. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

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		
	2021	2020	Variation	2021	2020	Variation
Production (MWh)	943 297	699 113	35 %	3 256 828	2 789 578	17 %
PMLT (MWh)	806 256	580 908	39 %	3 392 026	3 017 166	12 %
Produits (en M\$)	96 392	59 945	61 %	277 302	229 102	21 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	24 019	16 445	46 %	64 866	55 233	17 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	72 373	43 500	66 %	212 436	173 869	22 %
Marge du BAIIA ajusté ¹	75,1 %	72,6 %		76,6 %	75,9 %	
PROPORTIONNEL¹						
Production proportionnelle (MWh)	999 294	828 189	21 %	3 738 333	3 372 316	11 %
Produits proportionnels (en M\$)	103 899	74 358	40 %	327 849	293 497	12 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	77 402	53 854	44 %	250 983	223 695	12 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	74,5 %	72,4 %		76,6 %	76,2 %	

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

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, l'augmentation de 61 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent s'explique principalement par l'acquisition de Curtis Palmer le 25 octobre 2021 ainsi que par l'accroissement de la production de la plupart des centrales de la Colombie-Britannique et des centrales du Chili à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llama le 9 juillet 2021. Cette augmentation a été partiellement compensée par la baisse de production des centrales du Québec. L'augmentation de 46 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique par l'augmentation des coûts d'entretien de certaines centrales de la Colombie-Britannique, par la hausse des charges découlant de l'acquisition de Curtis Palmer et par les centrales du Chili, à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llama le 9 juillet 2021. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 66 % pour s'établir à 72,4 M\$. La hausse de la marge du BAIIA ajusté¹, qui est passé de 72,6 % à 75,1 %, s'explique surtout par l'acquisition de Curtis Palmer, dont les marges sont plus élevées, et par l'augmentation des prix de vente moyens des centrales récemment acquises au Chili.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, les produits des centrales hydroélectriques des coentreprises et des entreprises associées ont diminué par rapport à ceux de la même période l'an dernier, du fait de l'apport moins élevé des centrales au Chili, leurs résultats étant désormais inclus dans les résultats consolidés de la Société par suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llama le 9 juillet 2021. Les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs ont diminué pour la raison évoquée plus haut. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel¹ a augmenté de 44 % pour s'établir à 77,4 M\$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, l'augmentation de 21 % des produits du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent est principalement attribuable à la hausse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique, qui découle essentiellement de la hausse des produits du fait de l'accroissement de la production, ce qui s'explique par les données moins élevées de 2020 qui tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro à cinq centrales. L'augmentation est également attribuable à l'apport des centrales du Chili à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021, et à l'acquisition de Curtis Palmer le 25 octobre 2021. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par l'apport moins élevé de certaines centrales hydroélectriques du Québec, qui s'explique par l'effet combiné de la baisse de la production et des prix de vente moins élevés des CAÉ récemment renouvelés. L'augmentation de 17 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est essentiellement attribuable à la hausse des charges d'exploitation des centrales du Chili à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021 et à l'acquisition de Curtis Palmer le 25 octobre 2021. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 22 % pour s'établir à 212,4 M\$.

L'augmentation de la marge du BAIIA ajusté¹, qui est passée de 75,9 % à 76,6 %, s'explique surtout par l'acquisition de Curtis Palmer, dont les marges sont plus élevées, contrebalancée toutefois en partie par la baisse des produits générés par les centrales du Québec.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les produits des centrales hydroélectriques des coentreprises et des entreprises associées ont diminué comparativement à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, du fait essentiellement de l'apport moins élevé des centrales au Chili, leurs résultats étant désormais inclus dans les résultats consolidés de la Société par suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021, et de l'apport moins élevé des centrales en Colombie-Britannique, qui s'explique par la baisse des prix de vente moyens, contrebalancés en partie par l'apport plus élevé de la centrale Jimmie Creek, en raison de la hausse des produits attribuable à la production accrue, ce qui s'explique par les données moins élevées de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro. La diminution est également attribuable à la baisse de la production des centrales de l'Ontario. La diminution des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique surtout par la baisse des charges d'exploitation des centrales au Chili, leurs résultats étant désormais inclus dans les résultats consolidés de la Société. Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel¹ a augmenté de 44 % pour s'établir à 77,4 M\$.

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

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre				
	2021	2020	Variation	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ²	2021 Normalisé	2020	Variation
Secteur de la production éolienne								
Production (MWh)	1 404 694	1 301 882	8 %	4 709 425	—	4 709 425	4 492 810	5 %
PMLT (MWh)	1 506 858	1 292 026	17 %	5 010 772	—	5 010 772	4 492 522	12 %
Produits (en M\$)	90 280	98 470	(8) %	349 786	(16 801)	332 985	333 795	— %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	16 262	19 812	(18) %	72 927	—	72 927	69 850	4 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	74 018	78 658	(6) %	276 859	(16 801)	260 058	263 945	(1) %
Marge du BAIIA ajusté ¹	82,0 %	79,9 %		79,2 %	(7,8) %	78,1 %	79,1 %	
PROPORTIONNEL¹								
Production proportionnelle (MWh)	1 441 697	1 555 772	(7) %	5 020 531	—	5 020 531	5 413 583	(7) %
Produits proportionnels (en M\$)	111 436	127 030	(12) %	464 293	(57 107)	407 186	435 784	(7) %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	94 632	103 164	(8) %	385 866	(57 107)	328 759	351 262	(6) %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	84,9 %	81,2 %		83,1 %	(8,6) %	80,7 %	80,6 %	

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

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

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, les produits du secteur de la production éolienne ont diminué de 8 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution de la production des parcs éoliens au Québec et en France et de la baisse du prix de vente moyen du parc éolien Foard City. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par la mise en service du parc éolien Griffin Trail le 26 juillet 2021. La diminution de 18 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs s'explique par la diminution des charges liées à l'entretien à certains parcs éoliens du Québec, la baisse de l'impôt sur la production en France et la diminution des charges d'exploitation en raison de charges non récurrentes en 2020 au parc éolien Foard City. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation découlant de la mise en service du parc éolien Griffin Trail. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a diminué de 6 % pour s'établir à 74,0 M\$. La marge du BAIIA ajusté¹ a augmenté, passant de 79,9 % à 82,0 %, ce qui s'explique par l'effet combiné de la hausse des produits et de la baisse des charges d'exploitation des parcs éoliens Mountain Air, ces facteurs ayant été contrebalancés par la baisse des produits des parcs éoliens en France et la diminution des produits malgré la baisse des charges d'exploitation du parc éolien Foard City.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, les produits des parcs éoliens des coentreprises et des entreprises associées ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés détenus en vue de la vente, à la suite des événements de février 2021 au Texas (le parc éolien Flat Top a été vendu le 28 décembre 2021). Les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs ont diminué pour les mêmes raisons évoquées plus haut.

Les CIP générés par les parcs éoliens au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2021 ont diminué en raison de l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top depuis le 1er avril 2021, qui découle du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente, à la suite des événements de février 2021 au Texas (le parc éolien Flat Top a depuis été vendu, le 28 décembre 2021), et des CIP moins élevés générés par le parc éolien Foard City en raison de la baisse de la production. Cette diminution a été partiellement compensée par les CIP obtenus du parc éolien Griffin Trail après sa mise en service le 26 juillet 2021.

Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel¹ a reculé de 8 % pour s'établir à 94,6 M\$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les produits du secteur de la production éolienne sur une base normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, sont demeurés stables par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, s'établissant à 333,0 M\$, ce qui s'explique surtout par la baisse de l'apport des parcs éoliens au Québec du fait du recul de la production, par la diminution de la production par rapport à la hausse du prix de vente moyen des parcs éoliens en France et par l'effet combiné de la baisse des prix de vente moyens et de la production du parc éolien Foard City. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par l'apport sur un exercice complet de l'acquisition de Mountain Air réalisée le 15 juillet 2020 et par l'apport du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service le 26 juillet 2021. L'augmentation de 4 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est principalement attribuable à l'incidence des charges d'exploitation découlant de l'acquisition de Mountain Air sur un exercice complet et de la mise en service du parc éolien Griffin Trail. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par la diminution des charges d'exploitation en raison de charges non récurrentes au parc éolien Foard City au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a diminué de 1 % pour s'établir à 260,1 M\$. La marge du BAIIA ajusté¹ sur une base normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, a diminué, passant de 79,1 % à 78,1 %. Cette diminution s'explique par la baisse des produits des parcs éoliens au Québec et en France.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les produits des parcs éoliens des coentreprises et des entreprises associées, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente, à la suite des événements de février 2021 au Texas (le parc éolien Flat Top a depuis été vendu, le 28 décembre 2021). Les charges d'exploitation et frais généraux et administratifs ont diminué pour les mêmes raisons évoquées plus haut.

L'apport des CIP proportionnels générés par les parcs éoliens s'est chiffré à 54,0 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, contre un apport de 70,5 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette diminution est essentiellement attribuable à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top depuis le 1er avril 2021, en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente, à la suite des événements de février 2021 au Texas (le parc éolien Flat Top a depuis été vendu, le 28 décembre 2021) et des CIP moins élevés obtenus du parc éolien Foard City en raison de la baisse de la production. Cette diminution a été partiellement compensée par les CIP obtenus du parc éolien Griffin Trail après sa mise en service le 26 juillet 2021.

Par conséquent, le BAIIA ajusté proportionnel¹ a reculé de 6 % pour s'établir à 328,8 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				
	2021	2020	Variation	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ²	2021 Normalisé	2020	Variation
Production (MWh)	235 166	185 966	26 %	1 088 962	—	1 088 962	791 526	38 %
PMLT (MWh)	270 963	199 786	36 %	1 257 038	—	1 257 038	887 369	42 %
Produits (en M\$)	15 716	9 512	65 %	120 120	(38 166)	81 954	50 310	63 %
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	5 309	1 377	286 %	16 418	—	16 418	11 096	48 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	10 407	8 135	28 %	103 702	(38 166)	65 536	39 214	67 %
Marge du BAIIA ajusté ¹	66,2 %	85,5 %		86,3 %	(13,6) %	80,0 %	77,9 %	
PROPORTIONNEL¹								
Production proportionnelle (MWh)	235 166	189 397	24 %	1 094 502	—	1 094 502	804 241	36 %
Produits proportionnels (en M\$)	15 716	9 967	58 %	121 005	(38 166)	82 839	52 185	59 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	10 407	8 375	24 %	104 256	(38 166)	66 090	40 290	64 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	66,2 %	84,0 %		86,2 %	(13,5) %	79,8 %	77,2 %	

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

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

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, les produits du secteur de la production solaire ont augmenté de 65 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la mise en service du parc Hillcrest, l'apport du parc solaire Pampa Elvira à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021 et la hausse des prix de vente du parc solaire Salvador. L'augmentation de 286 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est attribuable à la hausse des coûts liés à l'entretien au parc solaire Phoebe ainsi qu'à la hausse des charges d'exploitation découlant de la mise en service du parc solaire Hillcrest et de l'acquisition du parc solaire Pampa Elvira. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la diminution des charges liées à l'entretien au parc solaire Salvador. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 28 % pour s'établir à 10,4 M\$. La diminution de la marge du BAIIA ajusté¹, de 85,5 % à 66,2 %, s'explique surtout par l'apport moins élevé du parc solaire Phoebe, en raison de la hausse des charges par rapport aux produits, et par la mise en service du parc Hillcrest, dont les marges sont plus faibles.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les produits du secteur de la production solaire sur une base normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, ont augmenté de 63 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable aux dommages-intérêts exigibles de l'entrepreneur en IAC pour la perte de produits causée par les retards dans la mise en service du parc solaire Hillcrest et à la mise en service de ce parc, à l'augmentation des prix de vente du parc solaire Salvador et à son apport pour un premier exercice complet, et à l'apport du parc solaire Pampa Elvira à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima le 9 juillet 2021. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par la baisse des produits du parc solaire Phoebe, qui s'explique par le recul de la production, en raison de la réduction exigée par le réseau de distribution au Texas et de l'ensoleillement moindre, malgré la hausse des prix de vente moyens. L'augmentation de 48 % des charges d'exploitation et frais généraux et administratifs est principalement attribuable à la hausse des charges d'exploitation découlant de la mise en service du parc solaire Hillcrest et à l'acquisition des parcs solaires Salvador et Pampa Elvira. Par conséquent, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 67 % pour s'établir à 65,5 M\$. L'augmentation de la marge du BAIIA ajusté¹ sur une base normalisée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, de 77,9 % à 80,0 %, s'explique surtout par l'apport du parc solaire Hillcrest et la hausse des prix de vente du parc solaire Salvador.

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

Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur la performance d'exploitation d'Innergex. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, sur une base consolidée, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 17 %, passant de 117,8 M\$ à 137,3 M\$, en raison de l'augmentation du BAIIA ajusté sectoriel cumulatif¹, comme il est expliqué dans les sections précédentes, ce qui a été partiellement compensé par la hausse des charges liées aux projets potentiels pour soutenir la croissance de la Société. La marge du BAIIA ajusté^{1,2} a diminué, passant de 70,2 % à 67,8 %. La diminution est principalement attribuable à la hausse des charges liées aux projets potentiels pour soutenir la croissance de la Société et à l'augmentation de la pondération des parcs solaires aux États-Unis et au Chili, dont les marges sont plus faibles. Cette diminution a été contrebalancée en partie par l'acquisition de Curtis Palmer, dont les marges sont plus élevées.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, sur une base consolidée, la marge du BAIIA ajusté proportionnel¹ a diminué, passant de 72,4 % à 70,5 %. La diminution s'explique par la baisse de la marge du BAIIA ajusté^{1,2}, par les CIP moins élevés attribuables à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente à la suite des événements de février 2021 au Texas (le parc éolien Flat Top a depuis été vendu, le 28 décembre 2021), et par les CIP moins élevés générés par le parc éolien Foard City en raison de la baisse de la production. Cette diminution a été partiellement compensée par les CIP générés par le parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service le 26 juillet 2021.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, sur une base consolidée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, le BAIIA ajusté¹ a augmenté de 12 %, passant de 422,1 M\$ à 470,7 M\$, en raison de l'augmentation du BAIIA ajusté sectoriel cumulatif¹, comme il est expliqué dans les sections précédentes, partiellement compensée par la hausse des charges liées aux projets potentiels pour soutenir la croissance de la Société. La marge du BAIIA ajusté^{1,2} a diminué, passant de 68,8 % à 68,0 %. Cette diminution a été contrebalancée en partie par l'acquisition de Curtis Palmer, dont les marges sont plus élevées, et par l'augmentation des produits des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, sur une base consolidée, compte non tenu des événements de février 2021 au Texas, la marge du BAIIA ajusté proportionnel¹ a diminué, passant de 71,7 % à 70,7 %. La diminution est attribuable à la baisse de la marge du BAIIA ajusté^{1,2}, aux CIP moins élevés attribuables à l'exclusion des résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021, en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente à la suite des événements de février 2021 au Texas (le parc éolien Flat Top a depuis été vendu, le 28 décembre 2021), et aux CIP moins élevés générés par le parc éolien Foard City en raison de la baisse de la production. Cette diminution a été partiellement compensée par les CIP générés par le parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service le 26 juillet 2021.

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

² La marge du BAIIA ajusté est une mesure du BAIIA ajusté en pourcentage des produits.

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

Bénéfice net de 5,7 M\$ (bénéfice de base et dilué de 0,02 \$ par action) pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, comparativement à un bénéfice net de 11,9 M\$ (bénéfice de base et dilué de 0,06 \$ par action) pour la période correspondante de 2020.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire expliquée précédemment et la hausse des charges liées aux projets potentiels, la diminution de 6,2 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par :

- une augmentation de 29,8 M\$ de la charge d'impôt, laquelle est essentiellement attribuable aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest mis en service en 2021;
- une augmentation de 19,3 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima et de Curtis Palmer et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest en 2021;
- une diminution de 13,1 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées, attribuable surtout au profit découlant de l'évaluation à la valeur de marché de Flat Top et de Shannon en 2020, comparativement à néant en 2021;
- une augmentation de 10,0 M\$ des charges financières, surtout liée au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest, à l'acquisition d'Energía Llaima et à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro;
- une variation défavorable de 5,4 M\$ de la juste valeur latente des instruments financiers, surtout liée à l'augmentation des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, compensée en partie par une variation favorable des courbes des taux de change à terme, comparativement à la période correspondante de 2020.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 27,3 M\$ des autres produits principalement attribuable aux crédits d'impôt sur la production et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre;
- la comptabilisation d'une charge de dépréciation de 26,6 M\$ à l'égard de l'investissement dans Energía Llaima en 2020, contre une charge de dépréciation de néant pour la période correspondante de 2021.

Perte nette de 185,4 M\$ (perte de base et diluée de 1,09 \$ par action) pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, comparativement à une perte nette de 29,1 M\$ (perte de base et diluée de 0,23 \$ par action) pour la période correspondante de 2020.

Outre la performance d'exploitation respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question plus haut et la hausse des charges liées aux projets potentiels, l'augmentation de 156,3 M\$ de la perte nette s'explique principalement par :

- les événements de février 2021 au Texas, qui ont entraîné une incidence défavorable nette de 81,3 M\$ (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information);
- la comptabilisation de charges de dépréciation par l'entremise de la quote-part de la perte des installations en coentreprise Flat Top et Shannon de la Société de respectivement 53,8 M\$ et 58,8 M\$, pour un total de 112,6 M\$;
- une augmentation de 27,1 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima et de Curtis Palmer, à l'incidence sur un exercice complet des acquisitions de Mountain Air et de Salvador en 2020 et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest en 2021;
- une variation défavorable de 26,8 M\$ de la juste valeur latente des instruments financiers, surtout liée à l'augmentation des courbes de prix de l'électricité du marché relativement à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, compensée en partie par une variation favorable des courbes des taux à terme, comparativement à la période correspondante de 2020;
- une augmentation de 19,1 M\$ des charges financières se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest, à l'acquisition d'Energía Llaima et à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro.
- la comptabilisation de charges de dépréciation liées au parc solaire Phoebe au Texas en raison des frais d'engorgement plus élevés que prévu, à la participation détenue précédemment dans Energía Llaima compte tenu du prix d'achat de la participation restante, et à une participation minoritaire en France, qui ont totalisé respectivement 24,7 M\$, 6,3 M\$ et 5,9 M\$, comparativement à une charge de dépréciation de 26,6 M\$ liée à l'investissement dans Energía Llaima en 2020.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une variation favorable de 8,8 M\$ de la partie réalisée des instruments financiers se rapportant surtout à la couverture de base de Phoebe, par rapport à la période correspondante de 2020;
- une augmentation de 24,1 M\$ des autres produits principalement attribuable aux crédits d'impôt sur la production et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail, à la suite de sa mise en service au troisième trimestre;
- une augmentation de 45,1 M\$ du recouvrement d'impôt, en raison essentiellement de l'incidence des événements de février 2021 au Texas et de la reprise des passifs d'impôt différé liés aux installations en coentreprise Flat Top et Shannon, en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente, facteurs compensés en partie par les attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest mis en service en 2021.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION | (Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté

(La perte nette ajustée) le bénéfice net ajusté¹ est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. (La perte nette ajustée) le bénéfice net ajusté¹ n'est pas une mesure reconnue selon les IFRS et n'a pas de signification prescrite par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

Les références au « (perte nette ajustée) bénéfice net ajusté¹ » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, partie réalisée de la couverture de base de Phoebe, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, événements spécifiques inhabituels ou non récurrents comme les événements de février 2021 au Texas, charge (recouvrement) d'impôt liée à ces éléments, et quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées liée aux éléments ci-dessus, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte.

Le tableau suivant présente un sommaire (de la perte nette ajustée) du bénéfice net ajusté¹ (se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour obtenir un rapprochement avec le compte consolidé de résultat) :

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits	202 388	167 927	692 241	613 207
Charges :				
Charges d'exploitation	42 555	36 510	149 106	131 442
Frais généraux et administratifs	12 813	9 979	45 098	42 948
Charges liées aux projets potentiels	9 709	3 608	27 367	16 708
BAlIA ajusté ¹	137 311	117 830	470 670	422 109
Charges financières	67 417	57 443	252 255	233 143
Autres produits, montant net	(32 372)	(7 154)	(85 547)	(63 824)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	77 748	58 465	255 640	228 526
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(272)	(3 646)	(12 423)	(12 465)
Perte réalisée (profit réalisé) sur les couvertures du prix de l'électricité	1 672	(1 818)	2 902	(9 232)
Charge d'impôt sur le résultat	33 092	1 550	64 794	23 650
(Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté¹	(9 974)	12 990	(6 951)	22 311

1. La perte nette ajustée (le bénéfice net ajusté) et le BAlIA ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Perte nette ajustée¹ de 10,0 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, comparativement à un bénéfice net ajusté de 13,0 M\$ pour la période correspondante de 2020

L'augmentation de 23,0 M\$ de la perte nette ajustée¹ s'explique par :

- une augmentation de 31,5 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal;
- une augmentation de 19,3 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima et de Curtis Palmer et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest en 2021;
- une augmentation de 10,0 M\$ des charges financières se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest, à l'acquisition d'Energía Llaima et à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question plus haut;
- une augmentation de 25,2 M\$ des autres produits principalement attribuable aux CIP et aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail comptabilisés principalement au cours de l'exercice de la mise en service.

Perte nette ajustée¹ de 7,0 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, comparativement à un bénéfice net ajusté de 22,3 M\$ pour la période correspondante de 2020

L'augmentation de 29,3 M\$ de la perte nette ajustée¹ s'explique surtout par :

- une augmentation de 41,4 M\$ de la charge d'impôt, en raison essentiellement des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest mis en service en 2021;
- une augmentation de 27,1 M\$ des amortissements, attribuable principalement aux acquisitions d'Energía Llaima et de Curtis Palmer, à l'incidence sur un exercice complet des acquisitions de Mountain Air et de Salvador en 2020 et à la mise en service du parc éolien Griffin Trail et du parc solaire Hillcrest en 2021;
- une augmentation de 19,1 M\$ des charges financières se rapportant surtout au parc éolien Griffin Trail et au parc solaire Hillcrest, à l'acquisition d'Energía Llaima et à une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel de Harrison Hydro;
- une variation défavorable de 12,1 M\$ de la partie réalisée des couvertures du prix de l'électricité par rapport à la période correspondante de 2020.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire dont il est question plus haut;
- une augmentation de 21,7 M\$ des autres produits principalement attribuable à une hausse des CIP et des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc éolien Griffin Trail à la suite de sa mise en service au troisième trimestre, compensée en partie par une baisse des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal du parc solaire Phoebe, qui a principalement trait à la baisse de l'amortissement fiscal, lequel a été principalement comptabilisé au cours des deux premières années d'exploitation.

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

Attribution d'un bénéfice de 8,1 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, comparativement à l'attribution de néant pour la période correspondante de 2020

L'augmentation de 8,1 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021 s'explique essentiellement par :

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

Attribution d'un bénéfice de 6,4 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, comparativement à l'attribution d'un bénéfice de 3,5 M\$ pour la période correspondante de 2020

L'augmentation de 2,9 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 s'explique essentiellement par :

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

Ces facteurs ont été partiellement compensés par :

- une répartition plus élevée des pertes aux participations ne donnant pas le contrôle de Harrison Hydro, du fait surtout d'une hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation des obligations à rendement réel par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent;
- l'interruption temporaire des activités de la centrale Kwoiek Creek attribuable aux feux de forêt qui ont endommagé sa ligne de transport.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Structure du capital

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

	Au 31 décembre 2021	Au 31 décembre 2020
Capitaux propres¹		
Actions ordinaires ²	3 580 388	4 778 325
Actions privilégiées ³	109 080	99 364
Participations ne donnant pas le contrôle	267 568	62 078
	3 957 036	4 939 767
Prêts et emprunts à long terme¹		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	398 758	182 996
Autres dettes de la Société	295 000	266 627
Dette au niveau des projets	3 562 380	3 839 799
Financement par participation au partage fiscal	455 967	315 958
Débetures convertibles	280 258	280 075
Frais de financement différés	(67 928)	(71 574)
	4 924 435	4 813 881
	8 881 471	9 753 648

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

2. Correspond au nombre d'actions ordinaires en circulation aux 31 décembre 2021 et 2020, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 18,60 \$ (27,37 \$ en 2020).

3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation aux 31 décembre 2021 et 2020, multiplié par le cours des actions privilégiées de série A et de série C en vigueur à la clôture du marché, soit 17,20 \$ et 25,30 \$, respectivement (14,46 \$ et 25,10 \$, respectivement, en 2020).

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

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

La juste valeur des actions ordinaires a principalement subi l'incidence de la variation défavorable nette des cours des actions, contrebalancée en partie par les actions émises dans le cadre de l'acquisition d'Energía Llaima, de l'appel public à l'épargne et des placements privés concurrents d'Hydro-Québec (se reporter à la rubrique « Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information). La structure des actions privilégiées est demeurée stable par rapport au 31 décembre 2020. La juste valeur a donc principalement subi l'incidence de la variation favorable nette des cours des actions privilégiées. L'augmentation des participations ne donnant pas le contrôle s'explique principalement par le montant investi par HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, dans l'acquisition de Curtis Palmer. Les prêts et emprunts à long terme sont demeurés stables par rapport au 31 décembre 2020.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 4,62 % au 31 décembre 2021 (4,50 % au 31 décembre 2020).

Conventions de crédit – conditions financières et non financières significatives

Au 31 décembre 2021, sauf indication contraire, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de ces filiales de virer des fonds à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

Les installations Beaumont et Vallottes ne respectaient pas leurs ratios cibles respectifs, ce qui a déclenché un défaut de leur convention de crédit respective. Le montant total de 17,9 M€ (25,8 M\$) qui serait autrement classé dans la partie non courante a été reclassé dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Des négociations sont en cours pour résoudre cette situation.

Le parc solaire Phoebe s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit en raison du non-respect d'une exigence spécifique de la clause d'assurance. La tranche de 100,3 M\$ US (127,2 M\$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Un dialogue permanent est établi et des rapports sont fournis aux prêteurs du parc jusqu'à ce que cette situation soit résolue.

La centrale Duquenco s'est trouvée en situation de défaut de sa convention de crédit à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima étant donné que les anciens investisseurs en capitaux propres chiliens ont cessé de détenir conjointement la participation directe de 50 % dans les actions de la Société. La tranche de 110,7 M\$ US (140,4 M\$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Des négociations sont en cours pour résoudre cette situation.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Participation au partage fiscal

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

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

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

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

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

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

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF ⁵	Placement des IPF (M\$)	Génération annuelle attendue des CIP ³ (M\$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel attendu ⁴ (M\$)	Attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP aux IPF (avant le point de basculement)	Attribution des distributions en trésorerie aux IPF (avant le point de basculement)
Foard City ^{1,2}	2019	2029	372,7	41,3	4,4	99,00 %	5,00 %
Griffin Trail ^{1,2}	2021	2031	210,6	26,4	4,7	82,50 %	5,00 %

1. Avant le point de basculement, les distributions en trésorerie à l'IPF sont déterminées en fonction d'un test trimestriel qui mesure la trésorerie générée et cumulée depuis la mise en service commerciale. Une baisse de la production pourrait entraîner une attribution en trésorerie plus élevée à l'IPF ou un changement de point de basculement. Les chiffres fournis se rapportent à 2021.
2. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les IPF dans Shannon, Flat Top et Foard City, Alterra, une filiale d'Innervex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.
3. Selon la PMLT brute estimée et le crédit actuel de 25 \$ US/MWh généré pour la période allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,2678. La génération des CIP variera en fonction de la production réelle.
4. L'estimation de l'apport de paiements à l'utilisation annuel moyen est fondée sur les CIP générés sur la PMLT brute estimée pour chaque exercice allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,2678. L'apport de paiements à l'utilisation sera obtenu en fonction de la production réelle dépassant un certain seuil annuel, sous réserve d'un maximum cumulatif contractuel.
5. Représente le point de basculement prévu des IPF tel qu'estimé à la date du financement final des IPF. Le point de basculement réel peut différer en fonction des résultats d'exploitation respectifs des installations.

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

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

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF ⁷	Placement des IPF (M\$)	Attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII entre les IPF (avant le point de basculement)	Attribution privilégiée des distributions en trésorerie entre les IPF (avant le point de basculement)
Phoebe ^{1,2,3,7}	2019	2026	244,3	67,00 %	10,62 % en sus de la distribution prioritaire
Hillcrest ^{1,4,5,6}	2021	2028	142,2	99,00 %	4,23 % en sus de la distribution prioritaire

1. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Phoebe, Alterra, une filiale d'Innervex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.
2. Les montants des distributions en trésorerie de Phoebe aux IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat des IPF. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués aux taux de 10,62 % à l'IPF, jusqu'à la date du point de basculement.
3. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à l'IPF est de 67,00 % jusqu'au 31 décembre 2024, puis reviendra à 99,00 % par la suite, jusqu'au point de basculement des IPF.
4. Hillcrest Solar Partners a reçu 22,4 M\$ US (29,8 M\$) de la part de l'IPF en échange de sa participation de membre de catégorie A, ce qui représente 20 % du placement total de l'IPF. Le reste du financement de 90,4 M\$ US (114,6 M\$) doit être reçu lors de la mise en service du projet.
5. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII d'Hillcrest à l'IPF est de 99,00 %. Du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'IPF sera de 67,00 %, puis de 5,00 % par la suite.
6. Les montants des distributions en trésorerie d'Hillcrest à l'IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat des IPF. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués au taux de 4,23 % à l'IPF, jusqu'à la date du point de basculement.
7. Représente le point de basculement prévu des IPF tel qu'estimé à la date du financement final des IPF. Le point de basculement réel peut différer en fonction des résultats d'exploitation respectifs des installations.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Situation financière

Aux	31 décembre 2021	31 décembre 2020
ACTIFS		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	166 266	161 465
Liquidités soumises à restrictions	61 659	67 477
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	1 200	106 353
Autres actifs courants	159 552	117 157
Total des actifs courants	388 677	452 452
Actifs non courants		
Immobilisations corporelles	5 513 392	5 053 125
Immobilisations incorporelles	1 043 994	919 323
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	133 398	446 837
Goodwill	60 858	63 298
Autres actifs non courants	255 749	206 563
Total des actifs non courants	7 007 391	6 689 146
Total des actifs	7 396 068	7 141 598
PASSIFS		
Passifs courants		
	733 527	1 036 730
Passifs non courants		
Prêts et emprunts à long terme	4 411 239	4 046 714
Autres passifs non courants	890 622	987 222
Total des passifs non courants	5 301 861	5 033 936
Total des passifs	6 035 388	6 070 666
CAPITAUX PROPRES		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 093 112	1 008 854
Participations ne donnant pas le contrôle	267 568	62 078
Total des capitaux propres	1 360 680	1 070 932
	7 396 068	7 141 598

Éléments du fonds de roulement

Au 31 décembre 2021, le fonds de roulement était négatif¹ de 344,9 M\$, comparativement à un fonds de roulement négatif de 584,3 M\$ en 2020, ce qui s'explique surtout par ce qui suit.

- Les actifs courants s'élevaient à 388,7 M\$ au 31 décembre 2021, en baisse de 63,8 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison essentiellement d'une diminution de 105,2 M\$ des crédits d'impôt à l'investissement recouvrables à la suite de la mise en service de Hillcrest et de l'attribution des crédits d'impôt recouvrables à l'investisseur participant au partage fiscal. La diminution a été partiellement contrebalancée par une augmentation de 25,2 M\$ des débiteurs attribuable surtout aux acquisitions d'entreprises.
- Les passifs courants s'élevaient à 733,5 M\$ au 31 décembre 2021, en baisse de 303,2 M\$ comparativement au 31 décembre 2020, en raison essentiellement d'une baisse de 255,6 M\$ de la partie courante des prêts et emprunts à long terme, qui a principalement trait à l'attribution des crédits d'impôt à l'investissement recouvrables à l'investisseur participant au partage fiscal de Hillcrest et à la correction des cas de défaut aux termes des emprunts liés aux projets de Mesgi'g Ugju's'n, de Mountain Air et de Montjean et Theil-Rabier, contrebalancées en partie par le classement des emprunts liés aux projets Beaumont, Valottes, Phoebe et Duquenco dans la partie courante à la suite du défaut de leur convention de crédit respective au 31 décembre 2021.
- Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence favorable sur le solde du fonds de roulement (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

La Société estime que son fonds de roulement actuel¹ est suffisant pour combler ses besoins, compte tenu du fait qu'un montant total de 293,4 M\$, qui serait autrement classé à long terme, a été reclassé dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme (se reporter à la rubrique « Structure du capital » du présent rapport de gestion pour plus d'information). Au 31 décembre 2021, sur les 700,0 M\$ à sa disposition sur les facilités de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 398,8 M\$ à titre d'avances de fonds, et 48,3 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 253,0 M\$.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 7 007,4 M\$ au 31 décembre 2021, en hausse de 318,2 M\$ comparativement au 31 décembre 2020. L'augmentation est principalement attribuable aux acquisitions d'Energía Llaima, de Licán et de Curtis Palmer au deuxième semestre de 2021. De plus, les activités de construction, liées principalement aux installations Hillcrest et Griffin Trail, ont fait augmenter les immobilisations corporelles d'un montant total de 201,3 M\$, déduction faite des CII recouvrables déduits des coûts de construction d'Hillcrest. Par ailleurs, l'augmentation des autres actifs non courants s'explique par le produit tiré d'une lettre de crédit de 19,6 M\$ dont la Société s'est prévaluée à la suite de la faillite du prestataire de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes de Mesgi'g Ugju's'n. Le produit sera utilisé ultérieurement pour pallier les obligations de prestation non satisfaites en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes.

Ces éléments ont été partiellement compensés par une charge de dépréciation de 24,7 M\$ liée au parc solaire Phoebe au Texas, qui reflète des frais d'engorgement plus élevés que prévu, par des amortissements de 255,6 M\$, par l'appréciation du dollar canadien par rapport à l'euro et par une diminution des participations dans des coentreprises et des entreprises associées de la Société. La diminution des participations dans des coentreprises et des entreprises associées s'explique principalement par l'incidence des événements de février 2021 au Texas sur les installations en coentreprise Flat Top et Shannon, pour une quote-part de la perte totale de 64,2 M\$ pour Innergex, par les charges de dépréciation de respectivement 53,8 M\$ et 58,8 M\$ comptabilisées par les installations Flat Top et Shannon, et par l'acquisition de la participation restante dans Energía Llaima, qui était présentée auparavant comme une participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 5 301,9 M\$ au 31 décembre 2021, en hausse de 267,9 M\$ comparativement au 31 décembre 2020. L'augmentation est essentiellement attribuable aux acquisitions d'Energía Llaima et de Licán au troisième trimestre de 2021. De plus, le reclassement des emprunts liés aux projets dans la partie non courante à la suite de la correction des cas de défaut des conventions de crédit de Mesgi'g' Ugju's'n, de Mountain Air, et de Montjean et Theil-Rabier a contribué à l'augmentation de la partie non courante des prêts et emprunts à long terme, tout comme les prélèvements nets effectués pour la construction du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail, y compris leur financement par des investisseurs participant au partage fiscal, et le prix d'achat de Curtis Palmer, ce qui a été contrebalancé en partie par le produit reçu de l'appel public à l'épargne visant des actions ordinaires et des placements privés d'Hydro-Québec, qui a été affecté à la facilité de crédit renouvelable. Par ailleurs, l'augmentation des autres passifs s'explique par le produit tiré d'une lettre de crédit de 19,6 M\$ dont la Société s'est prévaluée à la suite de la faillite d'un prestataire de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes à Mesgi'g' Ugju's'n.

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

Capitaux propres

Au 31 décembre 2021, les capitaux propres ont augmenté de 289,7 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2020, principalement en raison des actions émises dans le cadre de l'acquisition d'Energía Llaima, de l'appel public à l'épargne et des placements privés concurrents d'Hydro-Québec (se reporter à la rubrique « Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information), et du montant investi par HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, dans l'acquisition de Curtis Palmer, facteurs partiellement compensés par le total de la perte globale de 116,2 M\$, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées de 137,9 M\$ et les distributions de 14,8 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle.

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

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

Au 31 décembre 2021	Devise	Montant nominal actuel		Juste valeur après ajustement du crédit	
		Devise d'origine	CAD	Devise d'origine	CAD
Swaps de taux d'intérêt	CAD	963 624	963 624	(58 396)	(58 396)
Swaps de taux d'intérêt	USD	312 179	395 780	(6 260)	(7 936)
Swaps de taux d'intérêt	EUR	127 591	183 617	(8 443)	(12 150)
Contrats de change à terme	EUR-CAD	290 716	500 612	2 485	2 485
Couvertures du prix de l'électricité	USD	s.o.	s.o.	13 061	16 559
				(57 553)	(59 438)

Au 31 décembre 2020	Devise	Montant nominal actuel		Juste valeur après ajustement du crédit	
		Devise d'origine	CAD	Devise d'origine	CAD
Swaps de taux d'intérêt	CAD	1 111 837	1 111 837	(116 925)	(116 925)
Swaps de taux d'intérêt	USD	224 890	286 329	(22 987)	(29 266)
Swaps de taux d'intérêt	EUR	136 811	213 535	(13 975)	(21 811)
Contrats de change à terme	EUR-CAD	299 096	516 033	(37 113)	(37 113)
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	USD	s.o.	s.o.	42 477	54 082
				(148 523)	(151 033)

La juste valeur globale des instruments financiers dérivés correspondait à un passif net de 59,4 M\$ au 31 décembre 2021, contre un passif net de 151,0 M\$ au 31 décembre 2020. La variation favorable de la juste valeur latente est principalement attribuable aux dérivés de couverture du taux d'intérêt, qui ont été avantagés par une augmentation des courbes de taux d'intérêt, à la couverture de base de Phoebe, qui est arrivée à échéance le 31 décembre 2021, et aux contrats de change à terme, qui ont été avantagés par une diminution généralisée de la courbe des taux à terme entre l'euro et le dollar canadien. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la variation défavorable de la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, en raison de l'augmentation des courbes de prix du marché.

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2021, 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
Prêts et emprunts à long terme	154 995	1 737 191	2 417 411	4 309 597
Intérêts sur les prêts et emprunts à long terme	171 816	602 404	1 918 222	2 692 442
Obligations locatives	10 178	42 087	202 781	255 046
Autres passifs	1 783	9 266	31 210	42 259
Obligations d'achat	26 560	125 722	229 520	381 802
Paiements variables au titre des contrats de location	8 838	41 800	4 214	54 852
Total	374 170	2 558 470	4 803 358	7 735 998

Éventualités

Avis de réduction de BC Hydro

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

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

Innergex conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve, cherchant à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent à 12,5 M\$ (14,2 M\$ sur la base des produits proportionnels²). Le litige devrait prendre fin en 2022.

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

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

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

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3,2 M\$ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant de 3,3 M\$, représentant le capital de 3,2 M\$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe d'Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. Les sociétés en commandite ont déposé leur réponse à la requête le 14 avril 2020. L'audience a eu lieu à Victoria au cours de la dernière semaine de septembre 2020. Une décision a été rendue le 9 février 2021 par la Cour suprême de la Colombie-Britannique, qui a conclu que la décision de l'Environmental Appeal Board était raisonnable et a donc rejeté la requête du contrôleur des droits d'utilisation de l'eau. Le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a ensuite fait appel de la décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique, appel qui a été rejeté à l'unanimité par la Cour d'appel de la Colombie-Britannique le 7 janvier 2022. La Société a comptabilisé le montant de 3,2 M\$ dans les comptes consolidés de résultat au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Un montant total de 3,4 M\$, y compris les intérêts, était à recevoir au 31 décembre 2021.

Événements de février 2021 au Texas

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

Phoebe

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

Le 19 juillet 2021, Innergex a conclu une entente visant à régler les montants qui restaient à payer par le parc solaire Phoebe à la suite des événements de février 2021 au Texas. Le décaissement total de 24,0 M\$ US (29,7 M\$) comprenait 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 de Flat Top et de Shannon en février, laquelle a été rejetée par le destinataire. Afin de conserver les droits de la Société et de ses partenaires relativement aux installations Flat Top et Shannon, des procédures judiciaires ont été engagées le 21 avril 2021. Le 20 mai 2021, le tribunal de district du comté de Harris, au Texas, a rejeté la demande d'injonction interlocutoire enjoignant la contrepartie des contrats de couverture du prix de l'électricité des parcs éoliens Flat Top et Shannon à suspendre l'exercice de tout recours à l'encontre des projets, y compris la saisie, découlant d'un défaut de paiement allégué qui a été formellement contesté par Innergex, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

La valeur comptable des investissements dans Flat Top et Shannon a été réduite à néant à la suite de la comptabilisation par la Société de charges de dépréciation respectives de 53,8 M\$ et de 58,8 M\$ par l'entremise de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées le 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. En outre, à la suite de leur classement comme détenus en vue de la vente, les passifs d'impôt différé liés aux investissements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon ont été réduits à néant, avec des recouvrements d'impôt différé respectifs de 24,4 M\$ et de 15,1 M\$.

Le 28 décembre 2021, la Société a conclu la vente de sa participation de 51 % dans Flat Top pour un montant symbolique. Les actifs et les passifs sous-jacents des investissements dans Shannon étaient toujours classés comme étant détenus en vue de la vente au 31 décembre 2021, car la valeur comptable de ses actions de catégorie B sera recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente. Tel que requis, les groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable respective et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, dont le montant estimé était nul, sur une base nette, au 31 décembre 2021. Compte tenu du fait que le projet est sans recours pour la Société, les risques financiers de la Société sont limités aux incidences hors trésorerie sur la reprise potentielle des écarts de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global relativement au projet.

Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2021, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 207,1 M\$, y compris un montant de 48,3 M\$ au titre de ses facilités de crédit disponibles, afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. Ces lettres de crédit ont été émises en guise de garantie de paiement pour divers projets en cours de construction et en guise de garantie d'exécution ou de garantie financière aux termes de CAÉ et d'autres obligations contractuelles. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de société pour un montant total de 41,2 M\$ en vue principalement de garantir les activités de certains projets potentiels. Les garanties de société ont également servi à soutenir les instruments de couverture à long terme de ses activités en France et la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

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

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre			
	2021	2020	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ¹	2021 Normalisé	2020
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION						
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	75 837	77 692	265 498	17 093	282 591	235 108
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT						
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	366 228	97 981	414 077	—	414 077	492 478
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT						
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(446 083)	(169 803)	(667 054)	—	(667 054)	(725 608)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(4 766)	(765)	(7 720)	—	(7 720)	3 263
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(8 784)	5 105	4 801	17 093	21 894	5 241
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	175 050	156 360	161 465	—	161 465	156 224
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période	166 266	161 465	166 266	17 093	183 359	161 465

1. Se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 75,8 M\$, contre 77,7 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution s'explique principalement par la variation défavorable des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, contrebalancée en partie par l'apport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation des acquisitions d'Energía Llaima, de Licán et de Curtis Palmer aux troisième et quatrième trimestres de 2021, ainsi que par la mise en service du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont totalisé 265,5 M\$, contre 235,1 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation est principalement attribuable à l'apport des acquisitions d'Energía Llaima, de Licán et de Curtis Palmer au deuxième semestre de 2021, à la mise en service du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail en 2021 et à l'incidence sur un exercice complet des acquisitions de Mountain Air et de Salvador en 2020, à une variation favorable de 20,9 M\$ de la perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe, à l'augmentation des produits des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, qui s'explique par les données moins élevées de 2020, lesquelles tenaient compte de l'incidence de la réduction imposée par BC Hydro à cinq centrales, ainsi qu'à l'augmentation des distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées, découlant surtout d'une distribution reçue d'Energía Llaima au deuxième trimestre de 2021. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par les événements de février 2021 au Texas, qui ont entraîné une baisse de 17,1 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Entrées de trésorerie liées aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 366,2 M\$, par rapport à 98,0 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse nette des prêts et emprunts à long terme totalisant 217,1 M\$ en 2021, qui a surtout trait aux prélèvements effectués sur la facilité de crédit renouvelable de la Société pour l'acquisition de Curtis Palmer. Ces chiffres se comparent aux prélèvements nets de 143,8 M\$ en 2020, qui avaient surtout trait à la construction du parc solaire Hillcrest. L'augmentation est également attribuable au montant de 196,7 M\$ investi par HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, dans l'acquisition de Curtis Palmer.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont totalisé 414,1 M\$, par rapport à 492,5 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est attribuable en partie aux entrées de trésorerie de 658,4 M\$ liées au placement privé d'Hydro-Québec l'an dernier, comparativement aux entrées de trésorerie de 267,8 M\$ en 2021 liées aux actions émises dans le cadre de l'appel public à l'épargne et aux placements privés d'Hydro-Québec. La diminution a été contrebalancée en partie par les prélèvements nets sur les prêts et emprunts à long terme totalisant 118,0 M\$ en 2021, qui ont surtout trait à la construction du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail, et au prix d'achat de Curtis Palmer. L'augmentation était aussi attribuable au montant de 196,7 M\$ investi par HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, dans l'acquisition de Curtis Palmer.

Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2021, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 446,1 M\$, par rapport à 169,8 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation s'explique principalement par la contrepartie versée pour l'acquisition de Curtis Palmer en 2021, qui a été partiellement compensée par une baisse des ajouts aux immobilisations corporelles et aux frais de développement liés aux projets.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont totalisé 667,1 M\$, par rapport à 725,6 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution s'explique principalement par une baisse des ajouts aux immobilisations corporelles et aux frais de développement liés aux projets et par la libération des comptes de liquidités soumises à restrictions après la réception du financement final du parc solaire Hillcrest en novembre 2021. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la contrepartie plus élevée versée pour les acquisitions de Curtis Palmer et de Licán en 2021, tandis que l'acquisition d'Energía Llaima avait été entièrement financée par des capitaux propres, comparativement aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air en 2020.

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

Calcul des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution ¹	Exercices clos les 31 décembre				
	2021	Événements de février 2021 au Texas (9 jours) ⁶	2021 Normalisé	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	265 498	17 093	282 591	235 108	240 065
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>					
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	21 455	—	21 455	7 765	(25 634)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(8 029)	—	(8 029)	(2 828)	(8 752)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(160 973)	—	(160 973)	(151 623)	(128 691)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(25 076)	—	(25 076)	(13 491)	(12 679)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 632)	—	(5 632)	(5 942)	(5 942)
<i>Ajouter (déduire) les éléments non récurrents suivants³ :</i>					
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	547	—	547	3 021	—
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	2 508	—	2 508	—	4 145
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	4 563	—	4 563	1 664	266
(Profit réalisé) perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe ⁴	(2 546)	(1 304)	(3 850)	19 586	11 697
Impôt payé sur le gain intersociétés réalisé	—	—	—	—	10 594
Recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels sur la vente de HS Orka, déduction faite de l'attribution aux participations ne donnant pas le contrôle ⁵	—	—	—	—	8 242
Flux de trésorerie disponibles⁶	92 315	15 789	108 104	93 260	93 311
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	132 229	—	132 229	125 543	95 046
Ratio de distribution⁶	143 %	(20)%	122 %	135 %	102 %
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>					
Charges liées aux projets potentiels			27 367	16 708	12 905
Flux de trésorerie disponibles ajustés			135 471	109 968	106 216
Ratio de distribution ajusté			98 %	114 %	89 %

- Les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».
- La portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle elles sont générées.
- Les éléments non récurrents, tels que les coûts de transaction ponctuels liés aux acquisitions, aux activités de refinancement ou aux stratégies fiscales, engagés dans le but d'améliorer la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex, sont exclus des flux de trésorerie disponibles, car ils sont réputés ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.
- Compte tenu de leur occurrence limitée (échéance atteinte le 31 décembre 2021), les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe sont réputés ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.
- La vente de HS Orka a permis le recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels de 5,7 M\$ et de 9,6 M\$, respectivement, qui avaient été engagées depuis l'acquisition de ce projet en février 2018. Un montant de 7,1 M\$ a été déduit de la somme du recouvrement étant donné qu'il se rapporte à des participations ne donnant pas le contrôle.
- 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. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

Flux de trésorerie disponibles

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles¹ de 92,3 M\$. Compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'information), la Société a généré des flux de trésorerie disponibles normalisés de 108,1 M\$, comparativement à 93,3 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie disponibles normalisés¹ ont augmenté de 14,8 M\$ par rapport à la période comparative, en raison principalement :

- de l'apport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation des acquisitions d'Energía Llaima, de Licán et de Curtis Palmer au deuxième semestre de 2021, de la mise en service du parc solaire Hillcrest et du parc éolien Griffin Trail en 2021 et de l'incidence sur un exercice complet des acquisitions de Mountain Air et de Salvador en 2020;
- de l'augmentation des produits générés par les installations touchées par la réduction imposée par BC Hydro en raison de la pandémie de COVID-19, laquelle a surtout eu une incidence sur le deuxième trimestre de 2020;
- d'une augmentation des distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées, découlant surtout d'une distribution reçue d'Energía Llaima au deuxième trimestre de 2021.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

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

Ratio de distribution

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 143 % des flux de trésorerie disponibles¹. Compte non tenu de l'incidence des événements de février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » du présent rapport de gestion pour plus d'information), les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 122 % des flux de trésorerie disponibles normalisés¹, comparativement à 135 % pour la même période l'an dernier.

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 rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

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

Titres de participation de la Société

	Aux		
	22 février 2022	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Nombre d'actions ordinaires	204 071 907	192 493 999	174 582 586
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	148 023	148 023	148 635
Nombre de débetures convertibles à 4,65 %	142 056	142 056	143 750
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	265 570	265 570	233 539

À la clôture des marchés le 22 février 2022 et depuis le 31 décembre 2021, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à ce qui suit :

- l'émission de 9 718 650 actions ordinaires à la suite d'un appel public à l'épargne;
- l'émission simultanée de 2 100 000 actions ordinaires à Hydro-Québec;
- l'émission de 12 939 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- les 253 681 actions ordinaires achetées et annulées par la Société en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, à un prix moyen de 17,40 \$ pour une contrepartie en trésorerie totale de 4,4 M\$.

Au 31 décembre 2021, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2020 était attribuable à ce qui suit :

- l'émission de 4 048 215 actions ordinaires à la suite de l'acquisition d'Energía Llaima le 9 juillet 2021. Parallèlement à la clôture de l'acquisition, la Société a émis 1 148 050 actions ordinaires afin de permettre à Hydro-Québec de maintenir sa participation de 19,9 %;
- l'émission de 10 374 150 actions ordinaires à la suite de la convention conclue avec un syndicat de preneurs fermes le 23 août 2021. Parallèlement à cette convention, la Société a émis 2 581 000 actions ordinaires afin de permettre à Hydro-Québec de maintenir sa participation de 19,9 %;
- la conversion d'une partie des débetures convertibles à 4,65 % en 73 969 actions ordinaires et la conversion d'une partie des débetures convertibles à 4,75 % en 30 600 actions ordinaires;
- l'émission de 146 621 actions ordinaires en vertu du RRD.

Ces éléments ont en partie été contrebalancés par :

- les 180 602 actions ordinaires achetées et annulées par la Société en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui a pris fin le 23 mai 2021, à un prix moyen de 18,90 \$ par action, pour une contrepartie en trésorerie totale de 3,4 M\$;
- les 310 590 actions ordinaires achetées et annulées par la Société en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités renouvelée le 24 mai 2021 (la « nouvelle offre », à un prix moyen de 17,98 \$ par action, pour une contrepartie en trésorerie totale de 5,6 M\$.

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

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

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Dividendes

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

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	34 649	31 425	132 229	125 543
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,180	0,720	0,720
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	689	767	2 757	3 067
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (\$/action)	0,202750	0,225500	0,8110	0,9020
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719	2 875	2 875
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C (\$/action)	0,359375	0,359375	1,4375	1,4375

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

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

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par action privilégiée de série A	Dividende par action privilégiée de série C
23 février 2022	31 mars 2022	15 avril 2022	0,180 \$	0,202750 \$	0,359375 \$

Le conseil d'administration a décidé de maintenir le dividende annuel à 0,72 \$ par action ordinaire pour 2022, compte tenu du plan de croissance envisagé, tant en termes d'acquisitions que de développement de nouveaux projets.

5- PERSPECTIVES | Résultats par rapport aux prévisions pour 2021

En 2021, la Société a dépassé ses cibles de croissance pour 2021. La production a toutefois été inférieure de 3 points de pourcentage aux cibles.

	2021		2020	
	Réel normalisé ³	Cible ⁴	Réel ¹	
Production (GWh) ²	9 055	+12 %	+15 %	8 074
Produits	692 241	+13 %	+10 %	613 207
BAIIA ajusté ²	470 670	+12 %	+10 %	422 109
BAIIA ajusté proportionnel ²	578 472	+3 %	+2 %	560 328
Nombre d'installations en exploitation	79			75
Puissance installée nette (MW)	3 101			2 742

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.

2. 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 est un indicateur de rendement clé utilisé par la Société qui ne peut pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

3. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

4. Les cibles ont été révisées en novembre 2021. Veuillez vous reporter au rapport de gestion de la période close le 30 septembre 2021 déposé le 9 novembre 2021.

Les cibles financières ont été dépassées principalement en raison des facteurs suivants :

- les acquisitions réalisées en 2021 (Energía Llaima, Curtis Palmer et Licán);
- l'apport supérieur aux prévisions des installations récemment mises en service (Yonne II, Hillcrest et Griffin Trail).

La cible de production n'a pas été atteinte, principalement en raison des facteurs suivants :

- des régimes éoliens moyens plus faibles en France et au Québec;
- des débits d'eau moyens plus faibles en Colombie-Britannique;
- d'autres événements liés aux conditions météorologiques.

5- PERSPECTIVES | Cibles de croissance pour 2022

	2022		2021
	Cible	Réel normalisé ³	
Production (GWh) ²	≈ +18 %		9 055
Produits	≈ +16 %		692 241
Charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels	≈ +18 %		221 571
BAIIA ajusté ²	≈ +15 %		470 670
BAIIA ajusté proportionnel ²	≈ +14 %		578 472
Nombre d'installations en exploitation	82		79
Puissance installée nette (MW)	3 156		3 101

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.

2. 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 est un indicateur de rendement clé utilisé par la Société qui ne peut pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

3. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la performance financière et les résultats d'exploitation sont normalisés pour exclure l'incidence des événements de février 2021 au Texas. Veuillez vous reporter à la rubrique « Événements de février 2021 au Texas » pour plus d'information.

La Société présente ici ses cibles de croissance pour 2022, 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 :

- l'apport sur un exercice complet des acquisitions réalisées en 2021 (Energía Llaima, Curtis Palmer et Licán);
- l'apport sur un exercice complet des installations mises en service en 2021 (Yonne II, Hillcrest et Griffin Trail);
- le succès de la mise en service de la centrale hydroélectrique Innavik (quatrième trimestre de 2022) et du projet de batteries Tonnerre (premier trimestre de 2022);
- les prévisions moyennes des régimes hydrologiques, éoliens et de l'irradiation solaire afin d'atteindre 100 % de la PMLT pour l'ensemble des installations;
- 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 fluctuations importantes du taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien et entre l'euro et le dollar canadien;
- l'absence de variations importantes des taux d'intérêt;
- un taux d'inflation moyen fondé sur la tendance historique;
- une augmentation des salaires fondée sur les hypothèses moyennes du marché.

Les cibles de croissance pour 2022 ne tiennent pas compte des acquisitions potentielles qui pourraient être réalisées en 2022 ni des répercussions potentielles de futures vagues de COVID-19. Les cibles de croissance pour 2022 ne tiennent pas compte de l'incidence de l'acquisition d'Aela ni des actions émises pour financer cette future transaction. Les prévisions seront revues à la clôture de l'acquisition d'Aela.

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 23 février 2022, 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 sous la rubrique « Risques et incertitudes » du présent rapport de gestion.

5- PERSPECTIVES | Plan stratégique 2020-2025

Innergex a adopté un plan stratégique pour la période allant de 2020 à 2025. Le succès du plan stratégique sera évalué sur la base d'un ensemble de critères qualitatifs et quantitatifs. Le succès ne sera pas mesuré en termes de MW, mais plutôt sur la capacité de la Société à augmenter le rendement des actionnaires tout en gérant de manière efficiente ses actifs de haute qualité et en poursuivant sa croissance de manière fructueuse.



**Croître
responsablement**

Concentrer notre croissance sur nos marchés actuels et cibler des opportunités dans les marchés voisins



Bâtir notre expertise

Devenir un expert dans le déploiement des technologies de stockage



**Optimiser nos
opérations**

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



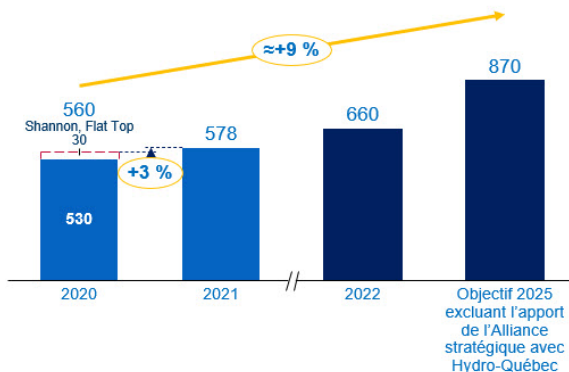
**Diversifier nos
activités**

Augmenter la diversification des activités et des actifs de la Société

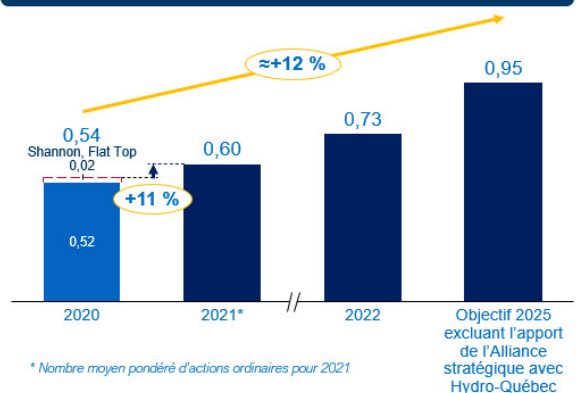
Malgré des résultats financiers moins élevés en 2021, les cibles présentées dans le rapport de gestion de la période close le 30 septembre 2021 devraient rester sensiblement les mêmes. Le BAIIA ajusté proportionnel¹ devrait atteindre un taux de croissance annuel composé d'environ 9 % d'ici 2025, pour s'établir à 870 M\$ et les flux de trésorerie disponibles¹ par action devraient atteindre un taux de croissance annuel composé d'environ 12 % d'ici 2025, pour s'établir à 0,95 \$.

Les graphiques suivants présentent les cibles pour 2022 et 2025.

Objectif de BAIIA ajusté proportionnel



Objectif des flux de trésorerie disponibles par action



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

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

La Société présente les perspectives du plan stratégique 2020-2025 afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation. Les perspectives du plan stratégique 2020-2025 présentées ici sont fondées sur certaines hypothèses, notamment :

- la réalisation du plan de croissance visant à atteindre 5 000 MW de puissance brute installée reposant sur un mélange stratégique d'activités de développement et d'acquisitions d'actifs en exploitation;
- les prévisions moyennes des régimes hydrologiques, éoliens et de l'irradiation solaire qui permettent d'atteindre 100 % de la PMLT pour l'ensemble des installations;
- le renouvellement réussi des CAÉ en tenant compte de la pression éventuelle sur les prix;
- l'indexation des CAÉ contractuels;
- l'augmentation de l'investissement dans les charges liées aux projets potentiels pour réaliser le plan de croissance;
- l'absence de changements importants dans la conjoncture du marché et les perspectives financières du secteur;
- l'absence de conséquences négatives importantes sur les marchés de l'investissement à long terme et du crédit;
- des ressources humaines suffisantes pour fournir les services et exécuter le plan d'investissement;
- la conjoncture favorable du marché pour l'émission d'actions afin de soutenir le financement de la croissance;
- l'absence de variations importantes des taux d'intérêt;
- des prix moyens au comptant du marché conformes aux courbes de prix externes et aux prévisions internes;
- l'absence de ralentissement économique grave et prolongé;
- l'entretien continu de l'infrastructure des technologies de l'information et l'absence de violations importantes liées à la cybersécurité;
- l'absence d'événements importants survenant hors du cours normal des affaires, comme une catastrophe naturelle, une pandémie ou un autre désastre;
- 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;
- un taux d'inflation moyen basé sur la tendance historique;
- 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 23 février 2022, 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 sous la rubrique « Risques et incertitudes » du rapport annuel.

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 maintenir les dividendes actuels et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également la comparaison des résultats sur différentes périodes. La quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, les produits proportionnels, le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté proportionnel, (la perte nette ajustée) le bénéfice net ajusté, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

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

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

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

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

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

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

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre						Exercices clos les 31 décembre					
	2021			2020			2021			2020		
	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté
Consolidé ¹	2 583 157	202 388	137 311	2 186 961	167 927	117 830	9 055 215	747 208	525 637	8 073 914	613 207	422 109
Quote-part des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :												
Hydroélectrique ³	55 997	7 507	5 029	129 076	14 413	10 354	481 505	50 547	38 547	582 738	64 395	49 826
Éolien ²	37 003	4 752	4 210	253 890	8 915	4 861	311 106	60 489	54 989	920 773	31 512	16 840
Solaire ³	—	—	—	3 431	455	240	5 540	885	554	12 715	1 875	1 076
	93 000	12 259	9 239	386 397	23 783	15 455	798 151	111 921	94 090	1 516 226	97 782	67 742
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :												
Foard City		10 522	10 522		12 569	12 569		38 645	38 645		43 850	43 850
Griffin Trail		5 882	5 882		—	—		9 339	9 339		—	—
Shannon (50 %) ²		—	—		3 130	3 130		2 767	2 767		11 616	11 616
Flat Top (51 %) ²		—	—		3 946	3 946		3 267	3 267		15 011	15 011
		16 404	16 404		19 645	19 645		54 018	54 018		70 477	70 477
Proportionnel	2 676 157	231 051	162 954	2 573 358	211 355	152 930	9 853 366	913 147	673 745	9 590 140	781 466	560 328
Marge du BAIIA ajusté			67,8 %			70,2 %			70,3 %			68,8 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel			70,5 %			72,4 %			73,8 %			71,7 %

1. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue de la production et incluse dans la production proportionnelle.

2. Les résultats des installations en coentreprise Flat Top et Shannon depuis le 1er avril 2021 ont été exclus en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente, à la suite des événements de février 2021 au Texas.

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

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

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits	202 388	167 927	747 208	613 207
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	12 259	23 783	111 921	97 782
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	16 404	19 645	54 018	70 477
Produits proportionnels	231 051	211 355	913 147	781 466
Bénéfice net (perte nette)	5 743	11 894	(185 394)	(29 111)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	37 158	7 357	(26 240)	18 897
Charges financières	67 417	57 443	252 255	233 143
Amortissements	77 748	58 465	255 640	228 526
Dépréciation d'actifs non courants	12	26 659	36 986	26 659
BAIIA	188 078	161 818	333 247	478 114
Autres produits, montant net	(34 565)	(7 304)	(89 621)	(65 554)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(791)	(13 874)	189 889	7 524
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(15 411)	(22 810)	92 122	2 025
BAIIA ajusté	137 311	117 830	525 637	422 109
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	9 239	15 455	94 090	67 742
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	16 404	19 645	54 018	70 477
BAIIA ajusté proportionnel	162 954	152 930	673 745	560 328
Marge du BAIIA ajusté	67,8 %	70,2 %	70,3 %	68,8 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	70,5 %	72,4 %	73,8 %	71,7 %

(Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté

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

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

Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que (la perte nette ajustée) le bénéfice net ajusté¹ ne doit pas être considérée comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » pour obtenir le rapprochement de (la perte nette ajustée) du bénéfice net ajusté.

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

	Périodes de trois mois closes les		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net (perte nette)	5 743	11 894	(185 394)	(29 111)
<i>Ajouter (déduire) :</i>				
Événements de février 2021 au Texas				
Produits	—	—	(54 967)	—
Couverture du prix de l'électricité	—	—	70 756	—
Quote-part de la perte de Flat Top et de Shannon	—	—	64 197	—
Quote-part de la dépréciation de Flat Top et de Shannon	—	—	112 609	—
Quote-part de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	(377)	(7 935)	20 226	15 722
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	(15 751)	(21 125)	18 502	(8 329)
Dépréciation d'actifs non courants	12	26 659	36 986	26 659
(Profit réalisé) perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	(377)	—	2 508	—
(Profit réalisé) perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(955)	133	(2 546)	19 586
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(2 193)	(150)	(4 074)	(1 730)
Charge d'impôt liée (recouvrement d'impôt lié) aux éléments ci-dessus	3 924	3 514	(85 754)	(486)
(Perte nette ajustée) bénéfice net ajusté	(9 974)	12 990	(6 951)	22 311

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

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre						Exercices clos les 31 décembre					
	2021			2020			2021			2020		
	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS
Produits	202 388	—	202 388	167 927	—	167 927	747 208	(54 967)	692 241	613 207	—	613 207
Charges d'exploitation	42 555	—	42 555	36 510	—	36 510	149 106	—	149 106	131 442	—	131 442
Frais généraux et administratifs	12 813	—	12 813	9 979	—	9 979	45 098	—	45 098	42 948	—	42 948
Charges liées aux projets potentiels	9 709	—	9 709	3 608	—	3 608	27 367	—	27 367	16 708	—	16 708
BAILA ajusté	137 311	—	137 311	117 830	—	117 830	525 637	(54 967)	470 670	422 109	—	422 109
Charges financières	67 417	—	67 417	57 443	—	57 443	252 255	—	252 255	233 143	—	233 143
Autres produits, montant net	(34 565)	2 193	(32 372)	(7 304)	150	(7 154)	(89 621)	4 074	(85 547)	(65 554)	1 730	(63 824)
Amortissements	77 748	—	77 748	58 465	—	58 465	255 640	—	255 640	228 526	—	228 526
Dépréciation d'actifs non courants	12	(12)	—	26 659	(26 659)	—	36 986	(36 986)	—	26 659	(26 659)	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(791)	519	(272)	(13 874)	10 228	(3 646)	189 889	(202 312)	(12 423)	7 524	(19 989)	(12 465)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(15 411)	17 083	1 672	(22 810)	20 992	(1 818)	92 122	(89 220)	2 902	2 025	(11 257)	(9 232)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	37 158	(4 066)	33 092	7 357	(5 807)	1 550	(26 240)	91 034	64 794	18 897	4 753	23 650
Bénéfice net (perte nette)	5 743	(15 717)	(9 974)	11 894	1 096	12 990	(185 394)	178 443	(6 951)	(29 111)	51 422	22 311

Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

Les références aux « flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, et les dividendes déclarés sur les actions privilégiées, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de la Société de générer des liquidités à long terme telles que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée, les profits et les pertes réalisés sur les contreparties conditionnelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées, et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.

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

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

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

Les références au « ratio de distribution ajusté » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles ajustés.

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

	Aux	
	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 390 029	3 504 403
États-Unis	2 301 353	1 978 363
France	801 752	922 330
Chili	423 856	166 881
	6 916 990	6 571 977

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

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques - Produits

	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Produits		
Canada	433 192	439 224
États-Unis	187 332	73 802
France	88 593	95 485
Chili	38 091	4 696
	747 208	613 207

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Transactions entre parties liées

Les transactions entre parties liées menées dans le cours normal des activités sont évaluées à la valeur d'échange, 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.

Transactions avec des associés

Les filiales de la Société ont conclu les transactions suivantes avec des associés :

- actions ordinaires émises à Hydro-Québec en 2020 et 2021 (se reporter à la rubrique « Capital et liquidités | Information sur le capital-actions » du présent rapport de gestion pour plus d'information);
- acquisition de Curtis Palmer en partenariat à parts égales avec Hydro-Québec (se reporter à la rubrique « Faits saillants | Exercice 2021 - Initiatives de croissance » du présent rapport de gestion);
- ventes effectuées dans le cadre des CAÉ avec Hydro-Québec;
- projet de stockage par batteries avec EVLO, une filiale d'Hydro-Québec (ci-dessous).

Tonnerre Energie SAS a signé un protocole d'entente avec EVLO, une filiale d'Hydro-Québec, pour le projet de stockage d'énergie autonome de 9 MWh en France.

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Information financière trimestrielle historique

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020
Production (MWh)	2 583 157	2 290 086	2 396 027	1 785 947	2 186 961	2 021 559	2 185 793	1 679 598
Produits	202,4	184,6	170,6	189,7	167,9	162,7	150,5	132,1
Charges d'exploitation, frais généraux et administratifs et charges liées aux projets potentiels	65,1	62,1	47,9	46,6	50,1	54,2	45,2	41,7
BAIIA ajusté ¹	137,3	122,5	122,7	143,1	117,8	108,5	105,3	90,4
Bénéfice net (perte nette)	5,7	(23,5)	50,2	(217,9)	11,9	7,5	(1,6)	(46,9)
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	(2,3)	(16,4)	41,1	(214,2)	11,9	11,7	(2,5)	(53,7)
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,02)	(0,10)	0,23	(1,24)	0,06	0,06	(0,02)	(0,35)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(2,3)	(16,4)	41,1	(214,2)	11,9	11,7	(2,5)	(53,7)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué(e))	(0,02)	(0,10)	0,23	(1,24)	0,06	0,06	(0,02)	(0,35)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	34,6	34,7	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,3
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180

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

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

ÉVÉNEMENTS DE FÉVRIER 2021 AU TEXAS – RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

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

Présence d'Innergex au Texas

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

1. DESCRIPTION DES ÉVÉNEMENTS AU TEXAS

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

1.1 Résumé des conséquences par installation

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

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

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

2. CONSÉQUENCES FINANCIÈRES ET RENSEIGNEMENTS FINANCIERS NORMALISÉS

2.1 Incidence sur le compte consolidé de résultat

Les installations Phoebe et Shannon font l'objet de couvertures du prix de l'électricité. En outre, avant sa vente le 28 décembre 2021, le parc éolien Flat Top faisait 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	747 208	(54 967)	692 241
BAlIA ajusté ¹	525 637	(54 967)	470 670
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. Le BAlIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et peut donc ne pas être comparable à des mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

- 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 »).
- À l'inverse, la variation de la juste valeur des instruments financiers a subi l'incidence défavorable d'une **perte réalisée** de 70,8 M\$ **sur la couverture du prix de l'électricité de Phoebe** et de 1,3 M\$ sur la couverture de base de Phoebe, pour une incidence totale de 72,1 M\$, découlant de l'augmentation sans précédent des prix du marché en vigueur au point de prélèvement du réseau pour les volumes horaires des couvertures du prix de l'électricité faisant l'objet d'engagements.
- 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				Total
	Production hydro-électrique	Production éolienne	Production solaire	Non attribuée	
Produits	277 302	349 786	120 120	—	747 208
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	(38 166)	—	(54 967)
Produits normalisés	277 302	332 985	81 954	—	692 241
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	327 849	407 186	82 839	—	817 874
BAIIA ajusté ¹	212 436	276 859	103 702	(67 360)	525 637
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(16 801)	(38 166)	—	(54 967)
BAIIA ajusté normalisé	212 436	260 058	65 536	(67 360)	470 670
BAIIA ajusté proportionnel ¹	250 983	385 866	104 256	(67 360)	673 745
Incidence des événements de février 2021 au Texas	—	(57 107)	(38 166)	—	(95 273)
BAIIA ajusté proportionnel normalisé	250 983	328 759	66 090	(67 360)	578 472

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

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

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

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

Pour 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
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 Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(2 546)	(1 304)	(3 850)
Flux de trésorerie disponibles¹	92 315	15 789	108 104
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	132 229	—	132 229
Ratio de distribution¹	143 %	(21) %	122 %

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

- 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** (sur la période contractuelle résiduelle de neuf mois), qui est réputée ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex. Ainsi, un montant de 1,3 M\$ est renversé hors de l'ajustement récurrent, ce qui représente la perte réalisée sur la couverture de base attribuable aux événements de février 2021 au Texas.

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

3. DÉPRÉCIATION

À la suite des événements de février 2021 au Texas, qui ont fait subir des pertes importantes aux installations faisant l'objet de contrats de couverture du prix de l'électricité, une augmentation générale du risque évalué a été observée dans l'ensemble du secteur pour les installations assujetties à un risque de non-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 un tel cas, le projet ne peut pas entièrement couvrir ses achats au réseau avec ses ventes au point d'injection, et est donc exposé aux prix du marché de par ses achats sur le réseau.

4. STRATÉGIES DE LA DIRECTION

4.1 Procédures engagées

Phoebe

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

Flat Top et Shannon

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

4.2 Décisions et actions

Phoebe

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

Flat Top et Shannon

- La valeur comptable des investissements dans Flat Top et Shannon a été réduite à néant à la suite de la comptabilisation de charges de dépréciation hors trésorerie totalisant 112,6 M\$ relativement à ces installations au 31 mars 2021.
- Au cours de la période close le 30 juin 2021, les actifs et les passifs sous-jacents des investissements dans Flat Top et Shannon ont été classés comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente.
- En outre, au 31 décembre 2021, les passifs d'impôt différé liés aux placements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon étaient de néant, à la suite du recouvrement d'impôt différé totalisant 39,5 M\$ lors du reclassement des actifs et des passifs des projets comme étant des groupes destinés à être cédés détenus en vue de la vente au cours de la période close le 30 juin 2021.
- Le 28 décembre 2021, la Société a conclu la vente de sa participation de 51 % dans Flat Top pour un montant symbolique. Les actifs et les passifs sous-jacents des investissements dans Shannon étaient toujours classés comme étant détenus en vue de la vente au 31 décembre 2021, car la valeur comptable de ses actions de catégorie B sera recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente. La direction ne considère pas que le parc Shannon est viable à long terme dans sa configuration actuelle.
- Tel que requis, les groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable respective et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, dont le montant estimé était nul, sur une base nette, au 31 décembre 2021.

- Compte tenu du fait que le projet est sans recours pour la Société, les risques financiers de la Société sont limités aux incidences hors trésorerie sur la reprise potentielle des écarts de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global relativement au projet.
- L'incidence de la vente du parc éolien Flat Top et de la saisie potentielle du parc éolien Shannon sur les flux de trésorerie disponibles¹ de la Société, compte tenu de l'apport respectif des parcs en 2020, représente une perte d'environ 4,2 M\$ par année.
- La vente du parc éolien Flat Top et la saisie potentielle du parc éolien Shannon constitueraient également une sortie de trésorerie évitée de 60,2 M\$ US (75,7 M\$), représentant la quote-part des montants facturés attribuable à la Société qu'Innergex aurait financée par un apport en capital dans ces installations.

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

8- JUGEMENTS ET ESTIMATIONS, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION | Jugements et estimations critiques

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. Au cours des périodes considérées, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant principalement sur la détermination du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise, le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, les durées d'utilité, la dépréciation d'actifs, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, les financements de partage fiscal et l'efficacité des relations de couverture. 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.

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 juste valeur estimative est calculée au moyen de techniques 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 d'actifs non financiers

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 de la juste valeur 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.

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.

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

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

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

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

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

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

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

Définition des estimations comptables (modifications d'IAS 8)

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

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

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

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

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

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 2021, et ont conclu qu'ils étaient efficaces à la clôture de l'exercice. Au cours de la période allant du 1er octobre 2021 au 31 décembre 2021, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le CIIF.

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

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

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

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

	Période close le 31 décembre 2021 ¹
Produits	35 219
Bénéfice net	6 963
Autres éléments du résultat global	863
Total du résultat global	7 826

1. Comprend les résultats combinés de Curtis/Palmer Hydroelectric Company LP et d'Energía Llaima SpA pour une période de 67 jours et une période de 175 jours closes le 31 décembre 2021, respectivement.

Sommaire de l'état de la situation financière

	Au 31 décembre 2021
Actifs courants	72 701
Actifs non courants	793 975
	866 676
Passifs courants	174 858
Passifs non courants	77 047
Capitaux propres	614 771
	866 676

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. Un comité 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. En outre, le comité des placements supervise, entre autres, la gestion des risques inhérents à la gestion des placements. 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 le processus décisionnel, 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. 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 ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues

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.

Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes

La capacité des installations de la Société à produire la quantité maximale d'énergie pouvant être vendue à Hydro-Québec, à BC Hydro, à l'IESO, à Électricité de France, à Idaho Power Company et à d'autres acheteurs d'électricité aux termes des CAÉ constitue un facteur déterminant des produits d'exploitation de la Société. Si l'une des installations de la Société produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année de contrat donnée ou qu'elle est par ailleurs en défaut aux termes de son CAÉ respectif, la Société pourrait devoir payer une pénalité à l'acheteur visé. Le paiement de ces pénalités par la Société pourrait avoir une incidence défavorable sur ses produits d'exploitation et sa rentabilité.

Augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des 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, de l'Ontario, de l'Idaho 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 hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe

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 turbines 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 transmission 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 turbines 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.

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 nos 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'éléments d'actif, l'augmentation de la prime d'assurance et les pertes subies par des tiers.

Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires

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 changements imprévus dans les tendances historiques.

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, 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, telles que la pandémie de COVID-19. En mars 2020, l'Organisation mondiale de la Santé a déclaré que la COVID-19 est une pandémie. La pandémie de COVID-19 a poussé les gouvernements du monde entier à mettre en œuvre des mesures de plus en plus strictes pour limiter la propagation du virus, 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 ont adopté des mesures de relance budgétaire et monétaire pour contrer les répercussions de la COVID-19. Bien que certains gouvernements aient commencé à assouplir leurs restrictions respectives à l'égard des particuliers et des entreprises, les exigences relatives à la levée et au rétablissement des restrictions, et le rythme auquel ces restrictions sont levées et rétablies, varient considérablement d'un territoire à l'autre. Dans certains territoires, l'augmentation des nouveaux cas de COVID-19 a entraîné le rétablissement des restrictions imposées aux particuliers et aux entreprises. Les perturbations actuelles 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 l'épidémie devait se propager encore davantage, 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.

Toutes les installations de la Société demeurent en exploitation et des mesures préventives ont été mises en œuvre conformément au plan d'intervention d'urgence de la Société et aux directives des gouvernements locaux. La direction continue de surveiller étroitement la situation, qui demeure incertaine, et pourrait prendre d'autres mesures selon les exigences ou les recommandations des autorités.

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 la plupart des 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 à la sécurité 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 tous 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 distribuer un dividende stable. 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 ou 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 Shannon, du parc éolien Flat Top, 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 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.

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, incluant les amendements adoptés à la fin de 2017) 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 notre capacité 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 parties prenantes locales, y compris, dans certains cas, les Premières Nations et les autres peuples autochtones de même que les communautés 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 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 de parties prenantes, y compris les propriétaires fonciers, les communautés autochtones et les municipalités, 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 familial; 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 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 à l'occasion 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 ou payer un 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 est 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 de nos propriétés. 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 à nos propriétés, 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 nos propriétés et nos opérations.

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

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

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Risques et incertitudes » du rapport annuel et comprennent, sans s'y limiter : le défaut d'exécution des principales contreparties; l'approvisionnement en équipement; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; la défaillance d'équipement ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transmission; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; la préparation aux catastrophes naturelles et aux cas de force majeure; les pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique; la cybersécurité; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; l'incapacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; l'incapacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; l'incapacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; la dépendance envers diverses formes de CAÉ; la volatilité de l'offre et de la demande sur le marché de l'énergie; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité; les incertitudes au sujet du

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

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

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 internationales d'information financière (les « IFRS »)** 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-François Neault
Jean-François Neault, CPA, CMA, MBA
Chef de la direction financière

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, le 23 février 2022



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

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

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 2021 et au 31 décembre 2020;
- 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 principales 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 2021 et au 31 décembre 2020, ainsi que de sa performance financière consolidée et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS).

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 des auditeurs à l'égard de l'audit des états financiers** » de notre rapport des auditeurs.

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 2021. 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 les questions décrites ci-après constituent les questions clés de l'audit qui doivent être communiquées dans notre rapport des auditeurs.



Évaluation des justes valeurs à la date d'acquisition des immobilisations incorporelles et corporelles liées aux acquisitions d'entreprises

Description de la question

Nous attirons l'attention sur les notes 2, 3 et 4 des états financiers. Le 9 juillet 2021, l'entité a acquis la participation restante de 50 % dans Energía Llama SpA (« Energía Llama »), une société d'énergie renouvelable établie au Chili, qu'Innergex détenait déjà à 50 %, pour une contrepartie totale de 94 012 \$.

Le 25 octobre 2021, l'entité et HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, ont acquis Curtis Palmer, un portefeuille d'actifs hydroélectriques au fil de l'eau de 60 MW situé à Corinth, New York, pour une contrepartie totale de 397 347 \$. L'entité détient une participation de 50 % dans Curtis Palmer et Hydro-Québec détient indirectement la participation restante de 50 %.

Dans le cadre de ces transactions, l'entité a comptabilisé des immobilisations incorporelles de 43 930 \$ et de 161 087 \$, respectivement, et des immobilisations corporelles de 254 051 \$ et de 224 875 \$, respectivement.

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

L'entité formule un certain nombre d'hypothèses pour déterminer les justes valeurs à la date d'acquisition des immobilisations incorporelles et corporelles, notamment :

- les flux de trésorerie futurs, ces derniers pouvant être influencés par un certain nombre d'hypothèses telles que la production d'électricité et les prix de vente;
- les taux d'actualisation.

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

Nous avons déterminé que l'évaluation des justes valeurs à la date d'acquisition des immobilisations incorporelles et corporelles liées aux acquisitions d'entreprises 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 des immobilisations incorporelles et corporelles. En outre, la détermination de la juste valeur des immobilisations incorporelles et corporelles comportait un degré élevé d'incertitude relative aux estimations puisque le modèle d'actualisation des flux de trésorerie comportait des hypothèses prospectives importantes qui pourraient être influencées par les conditions économiques et de marché futures. 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 juste valeur des immobilisations incorporelles et corporelles par l'entité à des changements mineurs dans certaines 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.

Nous avons évalué le caractère approprié des hypothèses importantes liées aux flux de trésorerie futurs utilisées par l'entité dans ses méthodes d'évaluation en :

- comparant l'hypothèse relative à la production d'électricité future estimée à la production d'électricité historique. Nous avons tenu compte des changements dans les situations ou les événements touchant la valeur des immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles pour apprécier les ajustements apportés par l'entité pour en arriver à la production d'électricité future ou l'absence de tels ajustements;
- comparant l'hypothèse relative aux prix de vente futurs aux contrats d'achat d'électricité à long terme et aux prévisions propres aux régions.



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 taux d'actualisation en comparant les données relatives aux taux d'actualisation aux données de marché publiées pour des entités comparables;
- évaluer le caractère approprié des modèles d'évaluation utilisés par l'entité pour calculer la juste valeur des immobilisations incorporelles et corporelles sur la base des connaissances des professionnels en évaluation.

Évaluation de l'analyse de la dépréciation des actifs non financiers liés à des installations exposées au risque de prix du marché

Description de la question

Nous attirons l'attention sur les notes 2, 3 et 14 des états financiers. Les immobilisations corporelles de l'entité se chiffrent à 5 513 392 \$, les immobilisations incorporelles, à 1 043 994 \$ et les participations dans des coentreprises et des entreprises associées, à 133 398 \$. Ces actifs non financiers sont en partie liés à des installations qui sont exposées au risque de prix du marché.

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 est estimée. Si la valeur recouvrable d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie (« 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 comme celles portant notamment sur les prix de vente.

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 actifs non financiers liés à des installations exposées au risque de prix du marché 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 des actifs non financiers liés à des installations exposées au risque de prix du marché 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.

Nous avons évalué le caractère approprié des hypothèses de l'entité relatives aux prix de vente futurs en les comparant aux prévisions propres aux régions.

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 2021 », autres que les états financiers et le rapport des auditeurs 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 de 2021 déposé auprès des commissions des valeurs mobilières canadiennes compétentes et les informations contenues dans le document « Rapport annuel 2021 », autres que les états financiers et le rapport des auditeurs sur ces états, à la date du présent rapport des auditeurs. 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 des auditeurs.

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 internationales d'information financière (IFRS), 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 des auditeurs 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 des auditeurs 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 des auditeurs 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 des auditeurs. 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 des auditeurs, 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 des auditeurs 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 des auditeurs est délivré est Girolamo Cordi.

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

Montréal, Canada
Le 23 février 2022

*CPA auditeur, CA, permis de comptabilité publique n° A109612

COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2021	2020
Produits		747 208	613 207
Charges			
Exploitation	5	149 106	131 442
Frais généraux et administratifs	5	45 098	42 948
Projets potentiels	5	27 367	16 708
Bénéfice avant les éléments suivants :		525 637	422 109
Amortissement des immobilisations corporelles	14	188 854	178 440
Amortissement des immobilisations incorporelles	15	66 786	50 086
Dépréciation d'actifs non courants	8,14,18	36 986	26 659
Bénéfice avant les éléments suivants :		233 011	166 924
Charges financières	6	252 255	233 143
Autres produits, montant net	7	(89 621)	(65 554)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées :			
Quote-part de la perte, avant les charges de dépréciation	8	77 280	7 524
Quote-part des charges de dépréciation	8	112 609	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	9 b)	92 122	2 025
Perte avant impôt sur le résultat		(211 634)	(10 214)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	10	(26 240)	18 897
Perte nette		(185 394)	(29 111)
Perte nette attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(191 805)	(32 628)
Participations ne donnant pas le contrôle	25	6 411	3 517
		(185 394)	(29 111)
Perte par action attribuable aux propriétaires :			
Perte nette par action, de base (\$)	11	(1,09)	(0,23)
Perte nette par action, diluée (\$)	11	(1,09)	(0,23)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2021	2020
Perte nette		(185 394)	(29 111)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :			
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger	23	778	(27 032)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	9,23	7 773	(2 128)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	9,23	78 652	(89 549)
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie	8,23	5 303	(5 148)
(Charge) recouvrement d'impôt différé connexe	23	(23 277)	23 142
Autres éléments du résultat global		69 229	(100 715)
Total du résultat global		(116 165)	(129 826)
Total du résultat global attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(130 733)	(129 093)
Participations ne donnant pas le contrôle		14 568	(733)
		(116 165)	(129 826)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		31 décembre 2021	31 décembre 2020
	Notes		(note 33)
ACTIFS			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		166 266	161 465
Liquidités soumises à restrictions	12	61 659	67 477
Débiteurs	13	117 906	92 746
Instruments financiers dérivés	9	17 024	9 039
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	14	1 200	106 353
Charges payées d'avance et autres		24 622	15 372
Total des actifs courants		388 677	452 452
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	14	5 513 392	5 053 125
Immobilisations incorporelles	15	1 043 994	919 323
Frais de développement liés aux projets	16	70 829	14 092
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	8	133 398	446 837
Instruments financiers dérivés	9	39 917	92 040
Actifs d'impôt différé	10	50 484	25 129
Goodwill	17	60 858	63 298
Autres actifs non courants	18	94 519	75 302
Total des actifs non courants		7 007 391	6 689 146
Total des actifs		7 396 068	7 141 598
PASSIFS			
Passifs courants			
Fournisseurs et autres créditeurs	19	174 364	190 333
Instruments financiers dérivés	9	41 315	72 958
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs	20,21	517 848	773 439
Total des passifs courants		733 527	1 036 730
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés	9	75 064	179 154
Prêts et emprunts à long terme	20	4 411 239	4 046 714
Autres passifs	21	414 343	397 513
Passifs d'impôt différé	10	401 215	410 555
Total des passifs non courants		5 301 861	5 033 936
Total des passifs		6 035 388	6 070 666
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		1 093 112	1 008 854
Participations ne donnant pas le contrôle	25	267 568	62 078
Total des capitaux propres		1 360 680	1 070 932
Total des passifs et des capitaux propres		7 396 068	7 141 598

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercice clos le 31 décembre 2021	Capitaux propres attribuables aux propriétaires						Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débitures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2021	4 185	2 026 415	131 069	2 843	(1 043 962)	(111 696)	1 008 854	62 078	1 070 932
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(191 805)	—	(191 805)	6 411	(185 394)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	61 072	61 072	8 157	69 229
Total du résultat global	—	—	—	—	(191 805)	61 072	(130 733)	14 568	(116 165)
Actions ordinaires émises le 9 juillet 2021 : au moment de l'acquisition (note 4)	89 437	—	—	—	—	—	89 437	—	89 437
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 47 \$)	(129)	—	—	—	—	—	(129)	—	(129)
Actions ordinaires émises le 3 septembre 2021 : premier appel public à l'épargne (note 22)	201 259	—	—	—	—	—	201 259	—	201 259
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 2 282 \$)	(6 334)	—	—	—	—	—	(6 334)	—	(6 334)
Actions ordinaires émises dans le cadre de placements privés (note 22)	75 396	—	—	—	—	—	75 396	—	75 396
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 25 \$)	(70)	—	—	—	—	—	(70)	—	(70)
Acquisition d'entreprises (note 4 c)	—	—	—	—	—	—	—	8 989	8 989
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	3 312	—	—	—	—	—	3 312	—	3 312
Rachat d'actions ordinaires	(9 002)	—	—	—	—	—	(9 002)	—	(9 002)
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	2 073	—	—	—	—	2 073	—	2 073
Débitures convertibles converties en actions ordinaires et rachat	2 330	—	—	(24)	—	—	2 306	—	2 306
Actions dont les droits ont été acquis – Régime d'actions liées au rendement	3 174	(6 320)	—	—	—	—	(3 146)	—	(3 146)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(2 622)	372	—	—	—	—	(2 250)	—	(2 250)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 25)	—	—	—	—	—	—	—	196 704	196 704
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 22)	—	—	—	—	(132 229)	—	(132 229)	—	(132 229)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 22)	—	—	—	—	(5 632)	—	(5 632)	—	(5 632)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle (note 25)	—	—	—	—	—	—	—	(14 771)	(14 771)
Solde au 31 décembre 2021	360 936	2 022 540	131 069	2 819	(1 373 628)	(50 624)	1 093 112	267 568	1 360 680

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercice clos le 31 décembre 2020	Capitaux propres attribuables aux propriétaires						Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débetures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2020	97 215	1 268 311	131 069	2 869	(879 849)	(15 231)	604 384	10 942	615 326
Reclassement du régime d'actions liées au rendement (note 2)	—	6 340	—	—	—	—	6 340	—	6 340
Solde ajusté au 1er janvier 2020	97 215	1 274 651	131 069	2 869	(879 849)	(15 231)	610 724	10 942	621 666
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(32 628)	—	(32 628)	3 517	(29 111)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(96 465)	(96 465)	(4 250)	(100 715)
Total du résultat global	—	—	—	—	(32 628)	(96 465)	(129 093)	(733)	(129 826)
Actions ordinaires émises le 6 février 2020 : placement privé (note 22)	660 870	—	—	—	—	—	660 870	—	660 870
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 672 \$)	(1 842)	—	—	—	—	—	(1 842)	—	(1 842)
Acquisition d'entreprises	—	—	—	—	—	—	—	63 169	63 169
Actions ordinaires émises par le biais du Régime de réinvestissement de dividendes	5 474	—	—	—	—	—	5 474	—	5 474
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 22)	(754 355)	754 355	—	—	—	—	—	—	—
Paiements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	1 900	—	—	—	—	1 900	—	1 900
Exercice d'options d'achat d'actions	394	(2 343)	—	—	—	—	(1 949)	—	(1 949)
Débetures convertibles converties en actions ordinaires et rachat	1 391	—	—	(26)	—	—	1 365	—	1 365
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 046	(2 148)	—	—	—	—	(1 102)	—	(1 102)
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(6 008)	—	—	—	—	—	(6 008)	—	(6 008)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 22)	—	—	—	—	(125 543)	—	(125 543)	—	(125 543)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 22)	—	—	—	—	(5 942)	—	(5 942)	—	(5 942)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle (note 25)	—	—	—	—	—	—	—	(11 300)	(11 300)
Solde au 31 décembre 2020	4 185	2 026 415	131 069	2 843	(1 043 962)	(111 696)	1 008 854	62 078	1 070 932

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2021	2020
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Perte nette		(185 394)	(29 111)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissements	14,15	255 640	228 526
Dépréciation d'actifs non courants	8,14,18	36 986	26 659
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	8	189 889	7 524
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	9	18 502	(8 329)
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	7	(91 275)	(64 900)
Autres		4 502	717
Charges financières	6	252 255	233 143
Charges financières payées	24 b)	(189 857)	(185 720)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées	8	26 072	21 504
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	10	(26 240)	18 897
Impôt sur le résultat payé		(5 870)	(9 277)
Incidence de la variation des taux de change		1 743	3 240
		286 953	242 873
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	24 a)	(21 455)	(7 765)
		265 498	235 108
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(131 411)	(118 982)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle		(14 771)	(11 300)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		196 704	—
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	24 c)	1 682 752	983 168
Remboursement de la dette à long terme	24 c)	(1 568 183)	(1 005 864)
Paieement d'autres passifs	21	(4 384)	(3 841)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		267 768	658 356
Rachat d'actions ordinaires		(11 252)	(6 008)
Paieement des retenues à la source liées à l'exercice d'options d'achat d'actions et au régime d'actions liées au rendement		(3 146)	(3 051)
		414 077	492 478
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Acquisitions d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	4	(387 434)	(161 792)
Variation des liquidités soumises à des restrictions		7 886	(22 756)
Ajouts aux immobilisations corporelles, montant net		(250 621)	(518 602)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(38 554)	(32 127)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		—	(277)
Variation des autres actifs non courants		1 669	9 946
		(667 054)	(725 608)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(7 720)	3 263
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		4 801	5 241
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice		161 465	156 224
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice		166 266	161 465

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 24.

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 débentures convertibles sont cotées à la Bourse de Toronto. La Société est un promoteur, acquéreur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable et d'installations de stockage d'énergie qui concentre ses activités principalement dans les secteurs hydroélectrique, éolien et solaire. Le siège social de la Société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10e étage, Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9.

Les présents états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration le 23 février 2022.

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Déclaration de conformité

Ces états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). Les principales méthodes comptables 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.

Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

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

2. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

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
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Canada	50,01 %
Kwoiek Creek Resources L.P. ¹	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	50,00 %
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 %
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	Posséder et exploiter des parcs éoliens	Canada/Europe	69,55 %
Innergex Cartier énergie S.E.C.	Posséder et exploiter des parcs éoliens	Canada	100,00 %
Mountain Air Alternatives LLC et ses filiales	Posséder et exploiter des parcs éoliens	États-Unis	62,25 %
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Canada	50,00 %
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 %
Duqueco SpA	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	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.

La Société cesse d'utiliser la méthode de la mise en équivalence à compter de la date à laquelle sa participation cesse d'être une coentreprise ou une entreprise associée. Si la Société conserve une participation dans l'ancienne coentreprise ou entreprise associée et que cette participation conservée est un actif financier, la Société évalue la participation conservée à la juste valeur à cette date, et la juste valeur est considérée comme sa juste valeur lors de la comptabilisation initiale selon IFRS 9. La différence entre la valeur comptable de la coentreprise ou de l'entreprise associée à la date de cessation de l'application de la méthode de la mise en équivalence, et la juste valeur des intérêts conservés et tout produit de la sortie d'une partie de la participation dans la coentreprise ou l'entreprise associée est incluse dans la détermination du profit ou de la perte à la cession de la coentreprise ou de l'entreprise associée. En outre, la Société comptabilise tous les montants comptabilisés antérieurement dans les autres éléments du résultat global au titre de cette coentreprise ou de cette entreprise associée de la même manière que si cette coentreprise ou cette entreprise associée avait directement sorti les actifs ou les passifs correspondants. Ainsi, dans le cas où un profit ou une perte comptabilisé antérieurement dans les autres éléments du résultat global par cette coentreprise serait reclassé en résultat net lors de la sortie des actifs ou des passifs correspondants, la Société reclasse le profit ou la perte par virement hors des capitaux propres vers le résultat net (en tant qu'ajustement de reclassement) lorsqu'elle cesse d'appliquer la méthode de la mise en équivalence.

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 conditionnelle, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Les modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle 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 conditionnelle 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 conditionnelle 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.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les fonds en caisse, les soldes bancaires et les placements à court terme dont l'échéance initiale est d'au plus trois mois, déduction faite des découverts bancaires lorsque ceux-ci font partie intégrante de la gestion de la trésorerie de la Société.

Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions

La Société détient des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions conformément à certains financements de ses projets. La disponibilité des fonds dans les comptes de liquidités et de placements à court terme soumis à restrictions est limitée par les diverses conventions.

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 10 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 générera 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.

Autres actifs non courants

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 a trois types de comptes de réserve destinés à assurer sa stabilité financière. Le premier est le compte de réserve pour ses activités hydrologiques ou éoliennes, 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. 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. Une troisième réserve existe au titre du démantèlement, laquelle vise à fournir un financement suffisamment élevé pour démanteler les parcs éoliens à la fin des projets.

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. La disponibilité des fonds dans les comptes de réserve peut être limitée par les conventions de crédit.

Activités abandonnées

Une activité abandonnée est une composante des activités de la Société qui a été cédée ou qui est classée comme détenue en vue de la vente, qui représente une ligne d'activité ou une zone géographique principale et distincte et qui fait partie d'un plan unique et coordonné en vue de se séparer de cette ligne d'activité ou de cette région géographique. Les résultats des activités abandonnées sont présentés séparément dans le compte consolidé de résultat. Les chiffres comparatifs sont ajustés dans le compte consolidé de résultat et dans l'état consolidé du résultat global comme si les activités avaient été abandonnées dès le début de la période comparative.

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.

i) Actifs financiers évalués au coût amorti

Un actif financier est évalué au coût amorti, au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif et déduction faite de toute perte de valeur, si :

- La détention de l'actif s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin de percevoir les flux de trésorerie contractuels;
- Les conditions contractuelles de l'actif financier donnent lieu, à des dates spécifiées, à des flux de trésorerie qui correspondent uniquement à des remboursements de principal et/ou à des versements d'intérêts.

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.

ii) 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. En outre, dans le cas des placements dans des instruments de capitaux propres qui ne sont pas détenus à des fins de transaction, la Société peut choisir de manière irrévocable au moment de la comptabilisation initiale de présenter les changements subséquents de la juste valeur du placement dans les autres éléments du résultat global. Pour de tels placements évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, les profits et les pertes ne sont jamais reclassés dans le résultat net et aucune perte de valeur n'est comptabilisée dans le résultat net. Les dividendes tirés de tels placements sont comptabilisés dans le résultat net, à moins qu'il ne soit clair que le dividende représente le remboursement d'une partie du coût du placement. Ce choix se fait isolément pour chaque placement.

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

La Société décomptabilise un actif financier lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie de l'actif arrivent à expiration ou lorsqu'elle transfère les droits de percevoir les flux de trésorerie contractuels de l'actif financier dans le cadre d'une transaction dans laquelle la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété de l'actif financier sont transférés.

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, ses obligations locatives comptabilisées dans les autres passifs 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 le montant net des autres produits à mesure qu'ils sont acquis, et en réduction de la participation au partage fiscal.
Crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)	Attribution des CII à l'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 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 actifs et les passifs financiers sont compensés et le montant net est présenté dans l'état consolidé de la situation financière uniquement lorsque la Société a le droit juridique de compenser les montants comptabilisés et qu'elle a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

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.

Dépréciation des actifs financiers

La Société estime de manière prospective les pertes de crédit attendues liées aux actifs financiers comptabilisés au coût amorti. La méthodologie de dépréciation appliquée dépend de l'existence ou non d'une augmentation considérable du risque de crédit. En ce qui concerne les créances clients, la Société évalue les corrections de valeur pour pertes à un montant équivalant aux pertes de crédit attendues pour la durée de vie, comme le permet IFRS 9 aux termes de la méthode simplifiée. La Société comptabilise en résultat net à titre de gain ou perte de valeur le montant des pertes (ou reprises de perte) de crédit attendues qui est requis pour ramener le solde de la correction de valeur pour pertes en date de clôture au montant qu'elle est tenue de comptabiliser.

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).

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. Lorsqu'il y a cession de la portion couverte d'un investissement net, le montant approprié du cumul des autres éléments du résultat global est reclassé dans le compte de résultat en tant que profit ou perte à la cession.

Dérivés incorporés

Les dérivés incorporés dans des passifs financiers non dérivés ou des contrats hôtes non financiers sont comptabilisés en tant que dérivés séparés lorsqu'ils correspondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et leurs caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des contrats hôtes et que les contrats ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Les dérivés incorporés dans des actifs financiers non dérivés ne sont pas divisés.

Participations ne donnant pas le contrôle

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 de la contrepartie reçue ou à recevoir, 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. Après l'acquisition, les participations ne donnant pas le contrôle sont composées du montant attribué à ces participations au moment de la comptabilisation initiale et de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation des capitaux propres depuis la date de l'acquisition.

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 sur la durée restante du contrat de vente d'énergie.

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 le montant net des autres produits.

Avantages sociaux

Les obligations au titre des avantages du personnel à court terme sont évaluées sur une base non actualisée et sont passées en charges à mesure que les services correspondants sont rendus. Un passif égal au montant que la Société s'attend à payer aux termes de plans d'intéressement et d'attribution de primes en trésorerie à court terme est comptabilisé si la Société a une obligation actuelle, juridique ou implicite de payer ce montant au titre des services passés rendus par les membres du personnel, et si une estimation fiable de l'obligation peut être effectuée.

Les prestations de cessation d'emploi sont comptabilisées en charges à la première des dates suivantes : la date où la Société ne peut plus retirer son offre de prestations ou la date où la Société comptabilise les coûts d'une restructuration. Si le règlement intégral des prestations n'est pas attendu dans les douze mois qui suivent la date de clôture, ces dernières sont comptabilisées à leur valeur actualisée.

Paiement fondé sur des actions et réglé en titres de capitaux propres

Régime d'options d'achat d'actions

La Société évalue les attributions d'options d'achat d'actions réglées en instruments de capitaux propres au moyen de la méthode de la comptabilisation à la juste valeur. La charge est évaluée à la juste valeur de l'attribution, à la date d'attribution, et est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits relatifs aux options qui vont éventuellement devenir acquis. Les droits relatifs aux attributions d'options d'achat d'actions réglées en instruments de capitaux propres qui deviennent acquis graduellement sont comptabilisés comme une attribution distincte et évalués à la juste valeur de façon séparée. La juste valeur des options est amortie en résultat sur la période d'acquisition des droits, un montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions étant porté aux capitaux propres. Dans le cas des options frappées de déchéance avant l'acquisition des droits, les charges de rémunération qui avaient déjà été comptabilisées et le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres sont contre-passés. Lorsque les options sont exercées, le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres et le produit reçu par la Société sont portés au crédit du capital social.

Régime d'actions liées au rendement (« ALR »)

La Société évalue les attributions réglées en instruments de capitaux propres au moyen de la méthode de la comptabilisation à la juste valeur. La charge est évaluée à la juste valeur de l'attribution, 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 à terme devenir acquis. La Société a pour pratique de faire acheter par le fiduciaire le même nombre d'actions sur le marché secondaire à la date d'attribution. La juste valeur correspondante est imputée au capital des actions ordinaires. La charge de rémunération fondée sur des actions est ensuite comptabilisée sur la période d'acquisition des droits, un montant correspondant étant inclus dans le surplus d'apport. Dans le cas des actions frappées de déchéance avant l'acquisition des droits, la charge qui avait déjà été comptabilisée est reprise. À la date d'acquisition des droits, chaque droit d'action liée au rendement donne droit à son porteur d'acquérir une action ordinaire de la Société dont tous les dividendes réinvestis sont accumulés à partir de la date d'attribution.

Paiement fondé sur des actions réglé en trésorerie

En vertu du régime d'unités d'actions différées de la Société, les administrateurs et les dirigeants peuvent choisir de recevoir la totalité ou une partie de leur rémunération sous forme d'unités d'actions différées à la place d'une rémunération en trésorerie. Les paiements fondés sur des actions réglés en trésorerie de la Société, ainsi que le passif correspondant, sont évalués à la juste valeur à la date d'attribution. Tant que le passif n'est pas réglé, la juste valeur du passif est réévaluée à la fin de chaque période de présentation de l'information financière et à la date du règlement, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée en résultat net. Les unités d'actions différées ne peuvent être rachetées contre trésorerie avant que l'administrateur ne quitte le conseil d'administration ou que le dirigeant ne quitte la Société.

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.

La Société désigne une portion de ses contrats de change à terme comme couverture de son investissement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est l'euro. L'écart de change sur la portion de sa dette et de ses contrats de change à terme désignée comme couverture 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. 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. L'écart sur les instruments de couverture liés à la tranche efficace de la couverture accumulée dans la réserve au titre de l'écart de change est reclassé en résultat de la même façon que l'écart de change lié aux établissements à l'étranger. La Société prépare une documentation en bonne et due forme concernant ces couvertures. La Société détermine à chacun des trimestres si les relations de couverture permettent de compenser efficacement l'écart de change sur son investissement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est l'euro.

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 2021	31 décembre 2020	2021	2020
Euro	1,4391	1,5608	1,4336	1,5537
Dollar américain	1,2678	1,2732	1,2570	1,3030

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.

Les actifs et passifs d'impôt différé peuvent être compensés si l'entité a un droit juridiquement exécutoire de compenser des actifs et passifs d'impôt exigible, et si les actifs et passifs d'impôt différé concernent des impôts sur le résultat prélevés par la même administration fiscale, soit sur la même entité imposable, soit sur des entités imposables différentes qui ont l'intention soit de régler les passifs d'impôt exigible et de réaliser les actifs d'impôt exigible sur la base de leur montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément.

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.

Régime d'actions liées au rendement

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a procédé à un changement de la méthode de comptabilisation aux termes d'IFRS 2 de son régime d'actions liées au rendement, lequel était auparavant comptabilisé comme un régime de rémunération fondée sur des actions réglées en trésorerie. Selon la méthodologie révisée, le régime d'actions liées au rendement a été réévalué comme étant un régime réglé en titres de capitaux propres, ce qui a entraîné le reclassement de la réserve au titre du régime d'actions liées au rendement du 1er janvier 2020 d'un montant de 6 340 \$ des fournisseurs et autres créditeurs au surplus d'apport. La modification a été appliquée au cours du quatrième trimestre 2020 et les chiffres comparatifs n'ont pas été ajustés.

Changements de méthodes comptables

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

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

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

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

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

Définition des estimations comptables (modifications d'IAS 8)

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

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

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 15 juillet 2020, l'IASB a publié une modification afin de reporter la date d'entrée en vigueur d'un an. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2023. L'adoption anticipée est permise. L'incidence sur la Société est en cours d'évaluation par la direction.

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

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue* (modifications d'IAS 16). Les modifications empêchent une entité de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments qui ont été produits pendant que l'immobilisation est amenée à l'emplacement et mise dans l'état nécessaire pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité comptabilise plutôt le produit de la vente de ces articles, ainsi que les coûts de production de ces articles, en résultat net. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2022. L'adoption anticipée est autorisée. Toutefois, la Société ne prévoyait pas de se prévaloir de cette option. L'application de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence significative sur la Société.

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 de la société.

Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2023. L'adoption anticipée est permise.

3. RECOURS AU JUGEMENT ET UTILISATION D'ESTIMATIONS

Principales estimations et hypothèses

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. Au cours des périodes considérées, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant principalement sur la détermination du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise, le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, les durées d'utilité, la dépréciation d'actifs, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, les financements de partage fiscal et l'efficacité des relations de couverture. 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 juste valeur estimative est calculée au moyen de techniques 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 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 de la juste valeur 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 27 – 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 Curtis Palmer

Le 25 octobre 2021, Innergex et HQI US Holding LLC, filiale d'Hydro-Québec, ont acquis Curtis Palmer, un portefeuille d'actifs hydroélectriques au fil de l'eau de 60 MW situé à Corinth, New York, composé des centrales de Curtis Mills de 12 MW et Palmer Falls de 48 MW, pour une contrepartie totale de 321 556 \$ US (397 347 \$). En outre, l'acquisition est assortie d'une clause de révision de prix sous réserve de l'évolution du cours du marché du New York Independent System Operator (« NYISO ») au cours des années civiles 2023 et 2024, qui est limitée à 30 000 \$ US. À la clôture, la Société détenait une participation de 50 % dans les centrales et Hydro-Québec détenait indirectement la participation restante de 50 %. Cette acquisition a été financée par le produit tiré des émissions d'actions en septembre 2021 décrites à la note 22.

Le prix d'achat a été calculé comme suit :

	En \$ US	En \$ CA
Contrepartie en trésorerie	318 369	393 409
Ajustement du fonds de roulement	18	22
Contrepartie conditionnelle	3 169	3 916
	321 556	397 347

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

	Comptabilisation de l'acquisition	
	En \$ US	En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 820	4 720
Débiteurs	3 584	4 429
Charges payées d'avance et autres	1 870	2 311
Immobilisations corporelles	181 982	224 875
Immobilisations incorporelles	130 361	161 087
Fournisseurs et autres créditeurs	(61)	(75)
Total des actifs nets	321 556	397 347
Investissement provenant d'une participation ne donnant pas le contrôle	159 184	196 704
Actifs nets acquis	162 372	200 643

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

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 4 190 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés de résultat.

Selon les modalités des contrats en vertu desquels cette entité est établie, 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 l'entité qui influent le plus sur les rendements.

Le placement a été comptabilisé comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 15 678 \$ et à 6 276 \$, respectivement, pour la période de 67 jours close le 31 décembre 2021. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2021, les produits et le bénéfice net consolidés auraient augmenté de 46 600 \$ et de 2 452 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2021.

b. Acquisition de Licán

Le 3 août 2021, la Société a acquis une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 18 MW au Chili (« Licán »), pour une contrepartie totale de 17 655 \$ US (22 148 \$).

Le prix d'achat a été calculé comme suit :

	En \$ US	En \$ CA
Contrepartie en trésorerie	16 563	20 778
Ajustement du fonds de roulement	92	115
Contrepartie conditionnelle	1 000	1 255
	17 655	22 148

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

	Comptabilisation de l'acquisition	
	En \$ US	En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	342	429
Liquidités soumises à restrictions	274	344
Débiteurs	1 196	1 500
Charges payées d'avance et autres	5	6
Immobilisations corporelles	37 076	46 512
Immobilisations incorporelles	1 093	1 371
Actifs d'impôt différé	4 491	5 634
Fournisseurs et autres créditeurs	(474)	(594)
Dette à long terme	(26 000)	(32 617)
Passif d'impôt différé	(348)	(437)
Actifs nets acquis	17 655	22 148

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 88 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés de résultat.

Le placement a été comptabilisé comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 4 435 \$ et à 2 230 \$, respectivement, pour la période de 150 jours close le 31 décembre 2021. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2021, les produits et le bénéfice net consolidés auraient augmenté de 4 073 \$ et de 855 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2021.

c. Acquisition de la participation restante dans Energía Llaima

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

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

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

Le prix d'achat a été calculé comme suit :

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

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

	Comptabilisation de l'acquisition	
	En \$ US	En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17 344	21 741
Liquidités soumises à restrictions	1 156	1 449
Débiteurs	10 331	12 950
Charges payées d'avance et autres	494	619
Immobilisations corporelles	202 673	254 051
Immobilisations incorporelles	35 046	43 930
Frais de développement liés aux projets	13 097	16 417
Instruments financiers dérivés	2 184	2 738
Actifs d'impôt différé	21 924	27 482
Autres actifs non courants	7 076	8 870
Fournisseurs et autres créditeurs	(10 143)	(12 714)
Prêts et emprunts à long terme	(130 744)	(163 888)
Autres passifs	(1 619)	(2 030)
Passifs d'impôt différé	(11 648)	(14 601)
Participations ne donnant pas le contrôle	(7 171)	(8 989)
Total des actifs nets	150 000	188 025
Capitaux propres précédemment détenus	75 000	94 013
Actifs nets acquis	75 000	94 012

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

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 265 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés de résultat.

Le placement a été comptabilisé comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et la perte nette présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 18 260 \$ et à 309 \$, respectivement, pour la période de 175 jours close le 31 décembre 2021. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2021, les produits et la perte nette consolidés auraient augmenté de 12 472 \$ et de 3 415 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2021.

5. CHARGES PAR NATURE

Les charges d'exploitation, les charges générales et administratives et les charges liées aux projets potentiels, présentés dans les états consolidés du résultat net, ont été regroupées selon la nature des charges, comme suit :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Exploitation et entretien	85 243	72 733
Salaires et avantages	46 163	39 615
Impôts fonciers et redevances	41 301	41 764
Charges liées aux projets potentiels	17 028	8 844
Assurances	13 076	10 503
Honoraires professionnels	8 560	8 889
Autres charges	8 338	6 711
Charges administratives	1 862	2 039
Total des charges d'exploitation, des charges générales et administratives et des charges liées aux projets potentiels	221 571	191 098

6. CHARGES FINANCIÈRES

	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	176 945	171 877
Charges d'intérêts sur le financement de partage fiscal	27 020	25 169
Charge d'intérêts sur les débetures convertibles	13 642	13 800
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	12 504	1 797
Amortissement des frais de financement	8 308	9 453
Charges de désactualisation des autres passifs	5 479	5 112
Intérêts sur les obligations locatives	4 371	4 040
Autres	4 275	5 377
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme	344	1 493
Produits d'intérêts sur les actions privilégiées des participations dans des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(633)	(4 975)
	252 255	233 143

7. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Produits tirés des crédits d'impôt sur la production	(47 985)	(43 850)
Produits tirés des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(43 290)	(21 050)
Produits tirés des dommages-intérêts	(1 819)	(5 762)
Coûts de transaction liés aux acquisitions d'entreprises	4 543	1 664
Honoraires professionnels et autres honoraires - événements de février 2021 au Texas	1 348	—
Perte sur le remboursement des prêts	1 317	—
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	547	3 021
Coûts de restructuration	—	1 157
Autres produits, montant net	(4 282)	(734)
	(89 621)	(65 554)

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

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

Les honoraires professionnels et autres honoraires représentent essentiellement les frais juridiques encourus pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 à la suite des événements de février 2021 au Texas.

8. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

8.1 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 2021	31 décembre 2020
Energía Llama ²	Posséder et exploiter trois centrales hydroélectriques et un parc solaire	Chili	100 % ²	50 %
Toba Montrose	Posséder et exploiter deux centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	40 %	40 %
Shannon	Posséder et exploiter un parc éolien	Texas	50 %	50 %
Flat Top ^{1,3}	Posséder et exploiter un parc éolien	Texas	— %	51 %
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	Développer et construire 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.

2. Le 9 juillet 2021, la Société a acquis la participation restante de 50 % dans Energía Llama. Veuillez vous reporter à la note 4, Acquisitions d'entreprises.

3. Le 28 décembre 2021, la Société a cédé sa participation dans Flat Top.

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

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercice clos le 31 décembre 2021								Total
	Energía Llaima (période de 189 jours)	Toba Montrose	Shannon (période de 90 jours)	Flat Top (période de 90 jours)	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger- Denonville	
Produits	14 123	72 287	68 908	20 271	40 809	23 457	5 921	10 583	256 359
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	5 828	16 399	2 770	2 174	9 369	3 620	2 012	1 236	43 408
	8 295	55 888	66 138	18 097	31 440	19 837	3 909	9 347	212 951
Charges financières	3 248	22 887	3 459	3 734	6 367	9 302	2 434	2 890	54 321
Crédits d'impôt sur la production	—	—	(5 533)	(6 406)	—	—	—	—	(11 939)
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	—	—	745	186	—	—	—	—	931
Autres charges (produits), montant net	760	(98)	506	448	(725)	17	96	43	1 047
Amortissements	6 064	19 852	3 257	3 628	14 031	4 289	4 003	2 751	57 875
Dépréciation des immobilisations corporelles	—	—	117 702	105 408	—	—	—	—	223 110
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	—	697	—	—	—	—	(2 755)	(629)	(2 687)
Partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	—	—	114 615	143 380	—	—	—	—	257 995
Recouvrement d'impôt sur le résultat	(145)	—	—	—	—	—	—	—	(145)
(Perte nette) bénéfice net	(1 632)	12 550	(168 613)	(232 281)	11 767	6 229	131	4 292	(367 557)
Autres éléments du résultat global	—	10 872	—	—	—	—	—	1 909	12 781
Total du résultat global	(1 632)	23 422	(168 613)	(232 281)	11 767	6 229	131	6 201	(354 776)
(Perte nette) bénéfice net attribuable à Innergex	(522)	5 018	(84 306)	(118 463)	3 000	3 176	65	2 143	(189 889)
Autres éléments du résultat global attribuables à Innergex	—	4 348	—	—	—	—	—	955	5 303
Total	(522)	9 366	(84 306)	(118 463)	3 000	3 176	65	3 098	(184 586)

1. Pour la période de 189 jours close le 8 juillet 2021, la perte nette attribuable aux propriétaires d'Energía Llaima s'est élevée à 1 043 \$ (9 345 \$ en 2020) et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'est établie à 589 \$ (2 126 \$ en 2020).

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercice clos le 31 décembre 2020									
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik	Total
Produits	46 524	77 602	12 808	16 620	42 569	20 133	7 834	11 554	—	235 644
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	15 956	17 371	11 419	11 302	9 258	3 401	1 677	1 675	730	72 789
	30 568	60 231	1 389	5 318	33 311	16 732	6 157	9 879	(730)	162 855
Charges financières	10 037	23 268	14 562	16 599	6 831	9 342	1 949	3 107	—	85 695
Crédits d'impôt sur la production	—	—	(23 231)	(29 433)	—	—	—	—	—	(52 664)
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	—	—	392	462	—	—	—	—	(25)	829
Autres charges (produits), montant net	8 482	(158)	1 315	(4)	(295)	(25)	444	(38)	—	9 721
Amortissements	14 874	20 799	13 250	15 971	14 270	4 176	3 991	2 730	—	90 061
Variation de la juste valeur des instruments financiers	—	44	5 118	24 680	—	—	2 931	(422)	1 685	34 036
Charge d'impôt sur le résultat	8 646	—	—	—	—	—	—	—	—	8 646
(Perte nette) bénéfice net	(11 471)	16 278	(10 017)	(22 957)	12 505	3 239	(3 158)	4 502	(2 390)	(13 469)
Autres éléments du résultat global	—	(9 537)	—	—	—	—	—	(2 666)	—	(12 203)
Total du résultat global	(11 471)	6 741	(10 017)	(22 957)	12 505	3 239	(3 158)	1 836	(2 390)	(25 672)
(Perte nette) bénéfice net attribuable à Innergex	(4 673)	6 511	(5 009)	(11 708)	3 189	1 652	(1 547)	2 251	1 810	(7 524)
Autres éléments du résultat global attribuables à Innergex	—	(3 815)	—	—	—	—	—	(1 333)	—	(5 148)
Total	(4 673)	2 696	(5 009)	(11 708)	3 189	1 652	(1 547)	918	1 810	(12 672)

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2021					
	Toba Montrose	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik
Actifs courants	31 338	14 767	9 995	1 300	3 810	15 963
Actifs non courants	691 581	199 962	219 012	44 912	48 276	101 631
	722 919	214 729	229 007	46 212	52 086	117 594
Passifs courants	418 462	112 269	169 279	5 663	5 640	20 607
Passifs non courants	120 700	15 456	165	30 316	42 680	102 888
Capitaux propres (déficit) des associés	183 757	87 004	59 563	10 233	3 766	(5 901)
	722 919	214 729	229 007	46 212	52 086	117 594

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 2021										
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik ¹	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2021	108 977	72 533	84 490	118 651	23 900	32 572	4 950	381	—	383	446 837
Acquisition d'entreprise (note 4)	(94 013)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(94 013)
Quote-part (de la perte) du bénéfice	(522)	5 018	(84 306)	(118 463)	3 000	3 176	65	2 143	—	—	(189 889)
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	4 348	—	—	—	—	—	955	—	—	5 303
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(6 314)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(6 314)
Écarts de change	(2 065)	—	(184)	(188)	—	—	—	—	—	(17)	(2 454)
Distributions reçues	(6 063)	(8 400)	—	—	(4 654)	(5 355)	—	(1 600)	—	—	(26 072)
Solde au 31 décembre 2021	—	73 499	—	—	22 246	30 393	5 015	1 879	—	366	133 398

1. Quote-part de la perte non comptabilisée de 2 951 \$ dans Innavik pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Au 31 décembre 2020									
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik
Actifs courants	57 011	31 216	32 500	9 308	18 089	8 520	2 012	3 841	44 808
Actifs non courants	500 573	710 886	342 995	453 659	213 872	223 301	49 178	50 743	53 961
	557 584	742 102	375 495	462 967	231 961	231 821	51 190	54 584	98 769
Passifs courants	14 479	18 397	45 360	37 012	9 140	3 955	5 614	43 647	9 062
Passifs non courants	210 225	542 369	161 432	193 307	129 095	163 988	35 475	10 175	95 717
Capitaux propres (déficit) des associés	271 273	181 336	168 703	232 648	93 726	63 878	10 101	762	(6 010)
Participations ne donnant pas le contrôle	61 607	—	—	—	—	—	—	—	—
	557 584	742 102	375 495	462 967	231 961	231 821	51 190	54 584	98 769

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020											
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2020	142 266	78 237	91 388	135 205	24 600	33 266	7 794	863	(1 810)	90	511 899
Augmentation de la participation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	277	277
Quote-part (de la perte) du bénéficiaire	(4 673)	6 511	(5 009)	(11 708)	3 189	1 652	(1 547)	2 251	1 810	—	(7 524)
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	(3 815)	—	—	—	—	—	(1 333)	—	—	(5 148)
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(26 659)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26 659)
Écarts de change	(1 957)	—	(1 171)	(1 392)	—	—	—	—	—	16	(4 504)
Distributions reçues	—	(8 400)	(718)	(3 454)	(3 889)	(2 346)	(1 297)	(1 400)	—	—	(21 504)
Solde au 31 décembre 2020	108 977	72 533	84 490	118 651	23 900	32 572	4 950	381	—	383	446 837

Flat Top et Shannon

En février 2021, les conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent et la défaillance du marché de l'électricité qui en a découlé ont paralysé l'État du Texas, aux États-Unis (les « événements de février 2021 au Texas »). La tempête a perturbé la production, le transport et la distribution d'électricité, ce qui a eu une incidence considérable sur les prix. En raison de ces perturbations, les prix de gros de l'électricité de l'Electric Reliability Council of Texas (« ERCOT ») ont atteint le plafond de 9 000 \$ US par MWh et sont restés à ce niveau pendant une période prolongée. Les événements de février 2021 au Texas ont duré du 11 au 19 février 2021. La baisse de la production d'électricité jumelée à l'augmentation sans précédent des prix du marché a entraîné des pertes importantes en raison des volumes horaires faisant l'objet d'engagements en vertu des couvertures du prix de l'électricité respectives des projets.

i) Dépréciation

À la suite des événements de février 2021 au Texas, qui ont fait subir des pertes importantes aux installations faisant l'objet de contrats de couverture du prix de l'électricité, une augmentation générale du risque évalué a été observée dans l'ensemble du secteur pour les installations assujetties à un risque de non-concordance¹ dans cette région. Ces facteurs ont contribué à l'augmentation des taux d'actualisation pour tenir compte de la hausse des primes de risque. Au cours du premier trimestre clos le 31 mars 2021, les coentreprises Flat Top et Shannon, qui ont chacune été identifiées comme étant une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») distincte, ont comptabilisé des charges de dépréciation de 83 005 \$ US (105 408 \$) et de 92 686 \$ US (117 702 \$), respectivement. Les charges de dépréciation ont été comptabilisées par la Société par l'intermédiaire de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées, soit une perte respective pour Flat Top et Shannon de 42 333 \$ US (53 758 \$) et de 46 343 \$ US (58 851 \$).

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

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

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

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

ii) Classement comme détenu en vue de la vente et cession de Flat Top

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, les actifs et les passifs sous-jacents des investissements dans Flat Top et Shannon ont été classés comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente. Le 28 décembre 2021, la Société a conclu la vente de sa participation de 51 % dans Flat Top pour un prix d'achat non significatif. Les actifs et les passifs sous-jacents des investissements dans Shannon étaient toujours classés comme étant détenus en vue de la vente au 31 décembre 2021, car la valeur comptable de ses actions de catégorie B sera recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente. Tel que requis, les groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable respective et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, dont le montant estimé était nul, sur une base nette, au 31 décembre 2021.

Energía Llaima

Le 9 juillet 2021, la Société a acquis la participation restante de 50 % dans Energía Llaima. Veuillez vous reporter à la note 4, Acquisitions d'entreprises. Comme l'exige un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la participation précédemment détenue dans l'entreprise acquise détenue immédiatement avant l'obtention du contrôle a été réévaluée à la juste valeur à la date d'acquisition. Par conséquent, la Société a comptabilisé une charge de dépréciation de 5 207 \$ US (6 314 \$).

Toba Montrose, Dokie et Jimmie Creek

Les installations Toba Montrose, Dokie et Jimmie Creek se sont trouvées en situation de défaut de leur convention de crédit respective en raison du non-respect d'une exigence spécifique de la clause d'assurance. La tranche des emprunts liés aux projets qui serait autrement classée comme non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Un dialogue permanent est établi et des rapports sont fournis aux prêteurs du parc jusqu'à ce que cette situation soit résolue.

8.2 Engagements des coentreprises et des entreprises associées

Au 31 décembre 2021, 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	5 893	30 987	89 898	126 778

9. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

a) Situation financière

Le tableau suivant présente un rapprochement entre les soldes d'ouverture et de clôture des instruments financiers dérivés (se reporter à la note 27 – Informations à fournir à l'égard de la gestion des risques financiers et de la juste valeur pour obtenir plus de renseignements sur les principales données, hypothèses et estimations et les principaux jugements utilisés dans le calcul de la juste valeur) :

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Dérivés de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couverture du prix de l'électricité (niveau 3)	Conversion des prêts intragroupe ¹	Total
Au 1er janvier 2021	(37 113)	(168 002)	54 082	—	(151 033)
Acquisitions d'entreprises (note 4)	—	2 738	—	—	2 738
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat ²	31 825	3 488	(36 412)	(17 403)	(18 502)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	7 773	81 989	(3 337)	—	86 425
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	3 337	—	3 337
Écarts de change, montant net	—	1 305	(1 111)	17 403	17 597
Au 31 décembre 2021	2 485	(78 482)	16 559	—	(59 438)

1. La réévaluation, en dollars canadiens, de prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère a donné lieu à une perte de 17 403 \$. Au moment de la consolidation, bien que les prêts intragroupe soient éliminés de l'état consolidé de la situation financière, les états de la situation financière des filiales étrangères, y compris le solde de leurs prêts à la Société, sont convertis en dollars canadiens, les écarts de conversion étant comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ce qui n'élimine donc pas la perte comptabilisée dans le résultat.

2. Se reporter à la note 9 b) 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 ¹	Total
Au 1er janvier 2020	(24 269)	(83 536)	27 757	—	(80 048)
Acquisitions d'entreprises	—	(2 070)	26 308	—	24 238
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat ²	(10 716)	2 839	2 664	13 542	8 329
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	(2 128)	(86 085)	(3 464)	—	(91 677)
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	3 464	—	3 464
Écarts de change, montant net	—	850	(2 647)	(13 542)	(15 339)
Au 31 décembre 2020	(37 113)	(168 002)	54 082	—	(151 033)

Il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 2 et le niveau 3 au cours des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020.

Présentés dans les états consolidés de la situation financière :

Aux	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Actifs courants	17 024	9 039
Actifs non courants	39 917	92 040
Passifs courants	(41 315)	(72 958)
Passifs non courants	(75 064)	(179 154)
	(59 438)	(151 033)

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

Présentés dans les comptes consolidés de résultat :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	18 502	(8 329)
Partie réalisée des instruments financiers		
Perte réalisée sur les swaps de taux d'intérêt	2 508	—
Perte réalisée (profit réalisé) sur les couvertures du prix de l'électricité	73 658	(9 232)
(Profit réalisé) perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	(2 546)	19 586
Variation de la juste valeur des instruments financiers	92 122	2 025

10. CHARGE D'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 2021	31 décembre 2020
Perte avant impôt sur le résultat	(211 634)	(10 214)
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	26,6 %	26,6 %
Charge d'impôt calculée au taux d'imposition prévu par la loi	(56 295)	(2 717)
Éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition prévu par la loi :		
Bénéfice non imposable	(23 037)	(329)
Changement dans le classement des actifs détenus en vue de la vente	(50 391)	—
Actif d'impôt différé non comptabilisé dans la dépréciation de l'investissement	1 525	7 091
Incidence de soldes de pertes fiscales non comptabilisées antérieurement et utilisées pendant l'exercice	(1 501)	(344)
Montants attribuables aux investisseurs participant au partage fiscal	75 444	20 141
Changement des actifs d'impôt différé non comptabilisés	13 558	(192)
Bénéfice imposable à un taux autre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	11 037	(1 317)
Diminution des taux d'imposition différés	(2 943)	(314)
(Diminution) augmentation des différences temporaires imposables relativement aux investissements dans des filiales et des coentreprises	2 416	(568)
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	147	35
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt exigible des exercices précédents	742	(306)
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	5 082	(938)
Impôt sur le bénéfice attribué aux participations minoritaires dans des entités non imposables	(4 342)	(2 149)
Autres	2 318	804
Charge d'impôt sur le résultat comptabilisée dans l'exercice considéré	(26 240)	18 897
Impôt exigible	3 776	7 326
Impôt différé	(30 016)	11 571

Le taux d'imposition pour 2021 et 2020 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 :

	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Actifs	50 484	25 129
Passifs	(401 215)	(410 555)
	(350 731)	(385 426)

	Au 1er janvier 2021	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 2021
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Immobilisations corporelles	(349 713)	(112 491)	—	5 630	—	1 930	(454 644)
Immobilisations incorporelles	(165 727)	8 122	—	—	—	6 407	(151 198)
Frais de développement de projets	27 438	3 255	—	—	—	(24)	30 669
Investissement dans des filiales et des coentreprises et des entreprises associées	(117 827)	50 429	(1 394)	—	—	712	(68 080)
Instruments financiers dérivés	65 827	2 244	(21 883)	—	—	(417)	45 771
Prêts et emprunts à long terme	7 232	(7 312)	—	—	—	162	82
Crédits d'impôt à l'investissement inscrits à l'actif	12 273	11 363	—	—	—	22	23 658
Débtentures convertibles	(661)	591	—	—	—	—	(70)
Autres passifs	4 634	1 809	—	(436)	—	(7)	6 000
Frais de financement	(5 432)	(1 792)	—	—	2 354	33	(4 837)
Paiement fondé sur des actions	2 563	(773)	—	—	—	—	1 790
Intérêts non déductibles reportés en avant	1 112	1 949	—	—	—	12	3 073
Autres	3	(2 206)	—	—	—	(29)	(2 232)
	(518 278)	(44 812)	(23 277)	5 194	2 354	8 801	(570 018)
Pertes fiscales reportées en avant	132 852	74 828	—	12 884	—	(1 277)	219 287
	(385 426)	30 016	(23 277)	18 078	2 354	7 524	(350 731)

Au 31 décembre 2021, la Société, ses filiales, ses coentreprises et ses entreprises associées avaient des pertes autres qu'en capital totalisant environ 881 000 \$ 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 2022 et 2041. 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 hydroélectriques, solaires et éoliens qui sont en exploitation.

	Au 1er janvier 2020	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 2020
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :				(note 33)			
Immobilisations corporelles	(324 083)	(39 983)	—	10 018	—	4 335	(349 713)
Immobilisations incorporelles	(158 277)	10 241	—	(10 987)	—	(6 704)	(165 727)
Frais de développement de projets	23 029	4 432	—	—	—	(23)	27 438
Investissement dans des filiales et des coentreprises et des entreprises associées	(121 612)	1 655	974	—	—	1 156	(117 827)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(2 279)	967	—	—	—	1 312	—
Instruments financiers dérivés	53 593	(3 597)	22 168	(7 104)	—	767	65 827
Prêts et emprunts à long terme	1 178	(382)	—	6 755	—	(319)	7 232
Crédits d'impôt à l'investissement	13 872	(1 354)	—	—	—	(245)	12 273
Débiteures convertibles	(1 362)	699	—	—	—	2	(661)
Autres passifs	2 357	1 731	—	698	—	(152)	4 634
Frais de financement	(7 023)	981	—	—	672	(62)	(5 432)
Paiement fondé sur des actions	1 961	601	—	—	—	1	2 563
Intérêts non déductibles reportés en avant	1 131	—	—	—	—	(19)	1 112
Autres	108	—	—	—	—	(105)	3
	(517 407)	(24 009)	23 142	(620)	672	(56)	(518 278)
Pertes fiscales reportées en avant	118 878	12 438	—	—	—	1 536	132 852
	(398 529)	(11 571)	23 142	(620)	672	1 480	(385 426)

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

	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Pertes fiscales autres qu'en capital	136 853	138 429
Pertes fiscales en capital	23 581	927
Crédits d'impôt	24 117	—
Coûts de transaction	477	477
	185 028	139 833

Les pertes fiscales non comptabilisées viendront à expiration graduellement entre 2026 et 2041. Les crédits d'impôt non comptabilisés viendront à expiration graduellement entre 2035 et 2041.

11. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(191 805)	(32 628)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(5 632)	(5 942)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(197 437)	(38 570)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	180 856 774	170 292 471
Perte nette par action, de base (\$)	(1,09)	(0,23)

Dilué(e)	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(197 437)	(38 570)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, après dilution	180 856 774	170 292 471
Perte nette par action, diluée (\$)	(1,09)	(0,23)

Instruments qui sont exclus des éléments dilutifs :	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Options sur actions	265 570	233 539
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	541 261	557 091
Débitures convertibles	13 604 473	13 709 043
	14 411 304	14 499 673

12. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Aux	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Compte de produit d'emprunts soumis à restrictions	35 260	20 049
Comptes de liquidités soumises à restrictions	17 201	9 802
Comptes de paiement du service de la dette	9 198	37 626
	61 659	67 477

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.

13. DÉBITEURS

Aux	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Créances clients	84 246	63 746
Intérêts à recevoir sur les actions privilégiées	5 687	4 975
Taxes à la consommation	4 056	3 445
Avances consenties à des parties liées	3 678	9 463
Impôt à recevoir	4 511	703
Autres	15 728	10 414
	117 906	92 746

14. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
Coût							
Au 1er janvier 2021	176 831	2 091 345	2 596 633	516 989	529 484	33 970	5 945 252
Ajouts ¹	—	5 157	10 552	225	214 715	7 973	238 622
Crédits d'impôt à l'investissement ²	—	—	—	—	(14 070)	—	(14 070)
Acquisitions d'entreprises (note 4)	22 983	491 704	—	10 039	—	712	525 438
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	358 537	291 636	(650 217)	44	—
Transfert provenant des frais de développement liés aux projets	—	—	—	—	682	—	682
Reclassement	—	—	—	(644)	104	540	—
Cessions	—	(2 227)	(2 957)	—	—	(267)	(5 451)
Autres variations	(12 050)	9	(7 915)	(2 422)	—	2 273	(20 105)
Écarts de change, montant net	(2 664)	8 792	(62 886)	3 798	(7 821)	(181)	(60 962)
Au 31 décembre 2021	185 100	2 594 780	2 891 964	819 621	72 877	45 064	6 609 406
Cumul de l'amortissement							
Au 1er janvier 2021	(10 482)	(348 109)	(445 896)	(69 382)	—	(18 258)	(892 127)
Amortissement ³	(6 557)	(43 306)	(114 839)	(21 441)	—	(4 430)	(190 573)
Reclassement	—	—	—	249	—	(249)	—
Cessions	—	352	332	—	—	298	982
Charge de dépréciation	—	—	—	(24 729)	—	—	(24 729)
Écarts de change, montant net	238	(30)	10 423	(228)	—	30	10 433
Au 31 décembre 2021	(16 801)	(391 093)	(549 980)	(115 531)	—	(22 609)	(1 096 014)
Valeur comptable au 31 décembre 2021	168 299	2 203 687	2 341 984	704 090	72 877	22 455	5 513 392

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 9 982 \$ (9 426 \$ en 2020).
- La Société a accumulé 10 092 \$ US (14 070 \$) en crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec la construction du projet solaire Hillcrest, lesquels ont été reconnus en tant que réduction du coût des immobilisations corporelles d'Hillcrest. Au 31 décembre 2021, le solde des montants recouvrables au titre des crédits d'impôt à l'investissement s'établissait à 947 \$ US (1 200 \$).
- Une tranche de 1 719 \$ (1 374 \$ en 2020) 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 2020	120 809	2 091 034	2 514 434	466 078	102 952	32 462	5 327 769
Ajouts ¹	71 538	637	1 347	1 620	535 053	599	610 794
Crédits d'impôt à l'investissement ²	—	—	—	—	(114 341)	—	(114 341)
Acquisitions d'entreprises	660	—	22 614	60 362	—	—	83 636
Transfert provenant des projets en développement	—	—	—	—	28 110	—	28 110
Cessions	—	(128)	(871)	—	—	—	(999)
Autres variations	(14 224)	(7)	20 274	1 509	—	916	8 468
Écarts de change, montant net	(1 952)	(191)	38 835	(12 580)	(22 290)	(7)	1 815
Au 31 décembre 2020	176 831	2 091 345	2 596 633	516 989	529 484	33 970	5 945 252
Cumul de l'amortissement							
Au 1er janvier 2020	(4 672)	(310 000)	(328 004)	(50 593)	—	(14 475)	(707 744)
Amortissement ³	(5 884)	(38 004)	(112 824)	(19 363)	—	(3 739)	(179 814)
Cessions	—	62	381	—	—	—	443
Écarts de change, montant net	74	(167)	(5 449)	574	—	(44)	(5 012)
Au 31 décembre 2020	(10 482)	(348 109)	(445 896)	(69 382)	—	(18 258)	(892 127)
Valeur comptable au 31 décembre 2020	166 349	1 743 236	2 150 737	447 607	529 484	15 712	5 053 125

Dépréciation de Phoebe

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

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

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

Sensibilité

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

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	Centrales hydroélectriques	Autres	Total
Coût				
Au 1er janvier 2021	173 670	109	9 166	182 945
Acquisition d'entreprises	445	—	—	445
Cessions	—	—	(176)	(176)
Autres variations	(12 050)	9	2 274	(9 767)
Écarts de change, montant net	(2 926)	—	(117)	(3 043)
Au 31 décembre 2021	159 139	118	11 147	170 404
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2021	(10 482)	(4)	(2 226)	(12 712)
Amortissement	(6 556)	(2)	(1 322)	(7 880)
Cessions	—	—	176	176
Écarts de change, montant net	238	—	11	249
Au 31 décembre 2021	(16 800)	(6)	(3 361)	(20 167)
Valeur comptable au 31 décembre 2021	142 339	112	7 786	150 237

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Autres	Total
Coût				
Au 1er janvier 2020	117 660	116	8 252	126 028
Ajouts	71 542	—	—	71 542
Acquisition d'entreprises	660	—	—	660
Autres variations	(14 224)	(7)	916	(13 315)
Écarts de change, montant net	(1 968)	—	(2)	(1 970)
Au 31 décembre 2020	173 670	109	9 166	182 945
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2020	(4 672)	(2)	(1 183)	(5 857)
Amortissement	(5 884)	(2)	(1 275)	(7 161)
Écarts de change, montant net	74	—	232	306
Au 31 décembre 2020	(10 482)	(4)	(2 226)	(12 712)
Valeur comptable au 31 décembre 2020	163 188	105	6 940	170 233

15. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Total
Coût				
Au 1er janvier 2021	575 536	667 832	15 009	1 258 377
Acquisitions d'entreprises (note 4)	206 388	—	—	206 388
Autres variations	(6 190)	—	—	(6 190)
Écarts de change, montant net	4 688	(19 241)	(23)	(14 576)
Au 31 décembre 2021	780 422	648 591	14 986	1 443 999
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2021	(201 295)	(133 042)	(4 717)	(339 054)
Amortissement	(22 892)	(40 847)	(3 047)	(66 786)
Écarts de change, montant net	(57)	5 928	(36)	5 835
Au 31 décembre 2021	(224 244)	(167 961)	(7 800)	(400 005)
Valeur comptable au 31 décembre 2021	556 178	480 630	7 186	1 043 994

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Total
Coût				
Au 1er janvier 2020	568 193	388 760	10 803	967 756
Acquisitions d'entreprises	—	282 125	4 676	286 801
Autres variations	7 394	—	—	7 394
Écarts de change, montant net	(51)	(3 053)	(470)	(3 574)
Au 31 décembre 2020	575 536	667 832	15 009	1 258 377
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2020	(185 678)	(96 107)	(3 744)	(285 529)
Amortissement	(15 576)	(33 503)	(1 007)	(50 086)
Écarts de change, montant net	(41)	(3 432)	34	(3 439)
Au 31 décembre 2020	(201 295)	(133 042)	(4 717)	(339 054)
Valeur comptable au 31 décembre 2020	374 241	534 790	10 292	919 323

16. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT DE PROJETS

Aux	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Coût		
Au début de l'exercice	14 092	11 135
Acquisitions d'entreprises (note 4)	16 417	—
Ajouts	40 428	32 273
Transfert vers les immobilisations corporelles	(682)	(28 110)
Écarts de change, montant net	574	(1 206)
À la fin de l'exercice	70 829	14 092

17. GOODWILL

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

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Total
Au 1er janvier 2021	20 291	43 007	63 298
Écarts de change, montant net	—	(2 440)	(2 440)
Au 31 décembre 2021	20 291	40 567	60 858

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Total
Au 1er janvier 2020	20 291	40 375	60 666
Acquisition d'entreprises	—	620	620
Écarts de change, montant net	—	2 012	2 012
Au 31 décembre 2020	20 291	43 007	63 298

(note 33)

Le 31 décembre 2021, 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 couvrant la période la moins longue entre 50 ans et la période pour laquelle la Société détient des droits sur le site, ainsi que des taux d'actualisation allant de 4,63 % à 7,14 % (4,22 % à 8,75 % en 2020).

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

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

18. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Aux	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	49 001	53 757
Réserve pour travaux d'entretien majeurs	9 784	8 125
Dépôts de garantie	7 391	5 929
Autres	28 343	7 491
	94 519	75 302

La disponibilité d'un montant de 58 785 \$ (61 047 \$ en 2020) dans les comptes de réserve est soumise à des restrictions en vertu d'ententes de crédit.

Au 31 décembre 2021, la Société a comptabilisé une **charge de dépréciation** totalisant 5 943 \$ liée à une participation minoritaire en France.

19. FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Aux	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Fournisseurs et autres créditeurs	71 887	84 796
Dividendes à verser aux actionnaires	36 048	32 910
Intérêts à payer	30 906	24 326
Retenues de garantie au titre de la construction	18 672	35 317
Salaires et avantages	7 814	6 589
Taxes à la consommation	5 318	3 995
Impôt à payer	3 719	2 400
	174 364	190 333

20. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

	Monnaie	Taux d'intérêt	Échéance	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Dette d'entreprise					
Facilité de crédit à terme renouvelable	CAD/USD	1,46 %-2,80 %	2023	398 758	182 996
Emprunt à terme non garanti subordonné	CAD	5,13 %	2023	150 000	150 000
Prêts d'Alterra	CAD	3,02 %	2028-2031	145 000	116 627
				693 758	449 623
Débiteures convertibles					
Débiteures convertibles à 4,65 % ³	CAD	4,65 %	2026	136 985	137 592
Débiteures convertibles à 4,75 % ⁴	CAD	4,75 %	2025	143 273	142 483
				280 258	280 075
Financement par participation au partage fiscal^{1,2}					
Secteur de la production éolienne					
Foard City	USD	7,50 %	2029 ⁵	240 696	259 498
Griffin Trail	USD	6,80 %	2031 ⁵	166 257	—
Secteur de la production solaire					
Hillcrest	USD	5,15 %	2028 ⁵	25 063	28 751
Phoebe	USD	7,14 %	2026 ⁵	23 080	26 575
Autres	USD	8,00 %	2022-2023	871	1 134
				455 967	315 958
Emprunts liés aux projets					
Secteur de la production hydroélectrique					
Boulder Creek et Upper Lillooet	CAD	4,22 %-4,46 %	2042-2056	487 490	491 643
Centrales en exploitation de Harrison	CAD	3,81 %-5,56 %	2049	442 474	440 054
Big Silver Creek	CAD	4,57 %-4,76 %	2041-2056	193 501	195 056
Kwoiek Creek	CAD	5,08 %-10,07 %	2052-2054	163 520	165 514
Tretheway Creek	CAD	4,99 %	2055	91 999	92 327
Ashlu Creek	CAD	1,99 %	2025	77 051	80 451
Northwest Stave River	CAD	5,30 %	2053	71 094	71 569
Sainte-Marguerite	CAD	7,40 %-8,00 %	2025-2064	55 080	58 222
Magpie	CAD	6,36 %-15,5 %	2025-2031	40 091	43 274
Rutherford Creek	CAD	6,88 %	2024	14 045	19 022
Fitzsimmons Creek	CAD	2,30 %	2026	18 311	18 829
Duqueco	USD	3,65 %	2033	141 798	—
Licán	USD	3,26 %	2026	32 963	—
Guayacán	USD	4,19 %	2032	11 601	—
Autres	USD	3,20 %	2022	9 598	—
Secteur de la production éolienne					
Innergex Cartier Énergie	CAD	2,02 %	2032	446 555	489 991
Mesgi'g Ugnu's'n	CAD	2,14 %-4,28 %	2026-2036	223 113	232 088
Innergex Europe	CAD	8,00 %	2046	77 957	77 957
Yonne et Yonne II	EURO	1,30 %-1,65 %	2031-2039	95 236	103 226
Rougemont 2	EURO	0,86 %	2035	69 242	80 401
Vaite	EURO	0,86 %	2035	62 476	72 928
Rougemont 1	EURO	0,86 %	2035	60 585	70 469
Plan Fleury	EURO	1,65 %	2032-2034	40 491	48 037
Les Renardières	EURO	1,70 %	2032-2034	35 672	42 377
Beaumont	EURO	2,42 %-3,78 %	2027-2031	23 509	28 273
Montjean	EURO	1,15 %-2,73 %	2026-2031	17 746	21 299
Theil Rabier	EURO	1,15 %-2,73 %	2026-2031	17 746	21 299

(suite)	Monnaie	Taux d'intérêt	Échéance	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Griffin Trail	USD	0,90 %	2021	—	204 436
Foard City	USD	1,97 %	2026	20 741	24 922
Mountain Air	USD	3,48 %-6,00 %	2029-2032	151 350	159 708
Autres	EURO	1,48 %-4,75 %	2024-2030	54 178	67 449
Secteur de la production solaire					
Hillcrest	USD	1,98 %	2028	89 214	187 212
Phoebe	USD	2,22 %	2026	132 161	137 688
Stardale	CAD	1,89 %	2032	75 256	77 430
Pampa Elvira	USD	2,89 %	2022	2 828	—
Autres	USD	3,70 %	2024-2026	15 708	16 648
				3 562 380	3 839 799
Total des prêts et emprunts à long terme				4 992 363	4 885 455
Frais de financement différés				(67 928)	(71 574)
				4 924 435	4 813 881
Tranche à court terme des prêts et emprunts à long terme				(513 196)	(767 167)
Prêts et emprunts à long terme				4 411 239	4 046 714

1. Les taux d'intérêt reflètent le taux de rendement interne requis par les investisseurs participant au partage fiscal respectifs.
2. La date d'échéance de ces obligations dépend des dates auxquelles l'investisseur participant au partage fiscal atteint le taux de rendement cible convenu.
3. 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.
4. 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.
5. 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 5 044 788 \$ (4 814 218 \$ en 2020).

Les lettres de crédit aux termes de la facilité de crédit à terme renouvelable et des emprunts liés aux projets s'élèvent à 207 147 \$ (223 474 \$ en 2020).

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

- Les installations Beaumont et Valottes ne respectaient pas leurs ratios cibles respectifs, ce qui a déclenché un défaut de leur convention de crédit respectives. Le montant total de 17 906 € (25 769 \$) qui serait autrement classé dans la partie non courante a été reclassé dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Des négociations sont en cours pour résoudre cette situation.
- Le parc solaire Phoebe s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit en raison du non-respect d'une exigence spécifique de la clause d'assurance. La tranche de 100 345 \$ US (127 217 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée dans la partie non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Un dialogue permanent est établi et des rapports sont fournis aux prêteurs du parc jusqu'à ce que cette situation soit résolue.

- La centrale Duquenco s'est trouvée en situation de défaut de sa convention de crédit à la suite de l'acquisition de la participation restante de 50 % dans Energía Llaima étant donné que les anciens investisseurs en capitaux propres chiliens ont cessé de détenir conjointement une participation directe de 50 % dans les actions de la société. La tranche de 110 748 \$ US (140 406 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été reclassée dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Des négociations sont en cours pour résoudre cette situation.

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 2023. Le montant disponible de la facilité est de 700 000 \$, et elle est assortie d'une option, sous réserve du consentement du prêteur, permettant d'augmenter ce montant jusqu'à un maximum de 900 000 \$. 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 LIBOR ou l'EURIBOR, plus un écart qui dépend du ratio d'endettement. Au 31 décembre 2021, une somme de 48 288 \$ avait été utilisée pour émettre des lettres de crédit.

En outre, la Société dispose également d'une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 90 000 \$, garantie par Exportation et développement Canada. Au 31 décembre 2021, des lettres de crédit ont été émises pour un montant de 38 143 \$.

Emprunt à terme non garanti subordonné

La Société a un emprunt à terme non garanti subordonné échéant en 2023 et remboursable intégralement à l'échéance.

b. Financement du projet solaire Hillcrest

Le 17 novembre 2021, l'emprunt lié à la construction, dont le capital total s'élevait alors à 74 913 \$ US (94 975 \$), a été converti en un emprunt à terme portant intérêt au taux LIBOR à 3 mois majoré de 1,75 % (une proportion d'environ 1,885 % est fixée par un swap de taux d'intérêt conclu en mai 2020 et modifié en novembre 2021 qui a donné lieu à un taux d'intérêt fixe de 2,695 % au 31 décembre 2021). De plus, le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal, dont le capital total s'élevait alors à 109 784 \$ US (139 184 \$), a été remboursé à l'aide du produit de la contrepartie reçue de l'investisseur participant au partage fiscal suite à l'achèvement des activités de mise en service.

Financement par participation au partage fiscal

Le 17 novembre 2021, Hillcrest Solar Partners a reçu 90 374 \$ US (114 576 \$) de la part de l'investisseur participant au partage fiscal en échange de sa participation de membre de catégorie A suite à l'achèvement des activités de mise en service, ce qui représente un financement par participation au partage fiscal total reçu de 112 748 \$ US (142 942 \$). La participation dans les actions de catégorie A est comptabilisée comme un instrument d'emprunt par la Société. Le solde s'élevait à 19 769 \$ US (25 063 \$) au 31 décembre 2021. La Société prévoit que la date du point de basculement du financement par participation au partage fiscal d'Hillcrest aura lieu en 2028.

L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale), des CII ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal est décrite dans le tableau ci-dessous. Après le point de basculement, les investisseurs participant au partage fiscal dans Hillcrest conserveront une participation financière de 3 % dans le projet, qui sera comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle.

	Investisseur participant au partage fiscal
Bénéfice imposable (perte imposable) et CII	99,0 % ¹
Distributions en trésorerie	Divers ²

1. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à l'investisseur participant au partage fiscal est de 99,0 %. Du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'investisseur participant au partage fiscal sera de 67,0 %, puis de 5,0 % par la suite.
2. Les montants des distributions en trésorerie d'Hillcrest à l'investisseur participant au partage fiscal sont fixes et définis dans l'entente de partenariat. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués au taux de 4,23 % à l'investisseur participant au partage fiscal, jusqu'à la date du point de basculement.

c. Refinancement des prêts d'Alterra

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

Le 29 décembre 2021, Innergex a refinancé les facilités d'emprunt du projet Alterra au moyen d'une facilité de crédit non renouvelable de 175 000 \$, sur laquelle un montant de 145 000 \$ a été prélevé. Ces facilités d'emprunt ont été refinancées en deux nouvelles tranches :

- un emprunt de 32 500 \$ portant intérêt à un taux variable correspondant au taux CDOR majoré d'un taux allant de 2,50 % à 3,00 % remboursable à l'échéance en 2028;
- un emprunt de 112 500 \$ portant intérêt à un taux variable correspondant au taux CDOR majoré d'un taux allant de 2,50 % à 3,00 %, remboursable à l'échéance en 2028;
- une facilité à prélèvements différés de 30 000 \$, qui était inutilisée au 31 décembre 2021, portant intérêt à un taux variable correspondant au taux CDOR majoré d'un taux allant de 2,50 % à 3,00 %, remboursable à l'échéance en 2028.

d. Financement du projet éolien Griffin Trail

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

Financement par participation au partage fiscal

La participation dans les actions de catégorie A est comptabilisée à titre d'instrument d'emprunt par la Société. La Société prévoit que la date du point de basculement du financement par participation au partage fiscal de Griffin Trail aura lieu en 2031.

L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale), des CIP et des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal est décrite dans le tableau ci-dessous. Après le point de basculement, les investisseurs participant au partage fiscal de Griffin Trail conserveront une participation financière de 5 % dans le projet, qui sera comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle.

	Investisseur participant au partage fiscal
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	Divers ¹
Distributions en trésorerie	5,0 %

1. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP à l'investisseur participant au partage fiscal est de 93,75 % en 2021. À compter du 1er janvier 2022 jusqu'au point de basculement, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'investisseur participant au partage fiscal sera de 99,0 %, puis de 5,0 % par la suite.

e. Acquisition de Licán

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

Le solde s'élevait à 26 000 \$ US (32 963 \$) au 31 décembre 2021.

f. Acquisition d'Energía Llaima

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

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

Le solde s'élevait à 130 798 \$ US (165 825 \$) au 31 décembre 2021.

21. AUTRES PASSIFS

	Contreparties conditionnelles	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 2021	1 861	162 625	26 461	40 031	—	172 807	403 785
Passifs repris dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 4)	—	1 558	—	—	—	472	2 030
Nouvelles obligations	9 746	8 447	—	—	19 642	—	37 835
Charges d'intérêts incluses dans les charges financières	—	—	4 749	—	—	—	4 749
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	36	4 167	—	1 276	—	—	5 479
Réévaluation	—	(7 791)	—	(6 190)	—	(9 767)	(23 748)
Amortissement	—	—	—	—	(940)	—	(940)
Paiement d'autres passifs	(761)	—	—	—	—	(3 623)	(4 384)
Incidence des variations du taux de change	167	(3 198)	—	—	—	(2 780)	(5 811)
Au 31 décembre 2021	11 049	165 808	31 210	35 117	18 702	157 109	418 995
Tranche courante des autres passifs	(515)	—	—	—	—	(4 137)	(4 652)
Tranche non courante des autres passifs	10 534	165 808	31 210	35 117	18 702	152 972	414 343

	Contreparties conditionnelles	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	Obligations locatives	Total
Au 1er janvier 2020	1 816	121 371	22 066	31 400	119 788	296 441
Passifs repris dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	—	6 259	—	—	665	6 924
Nouvelles obligations	—	8 598	—	—	71 542	80 140
Charges d'intérêts incluses dans les charges financières	—	—	4 395	—	—	4 395
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	45	3 830	—	1 237	—	5 112
Réévaluation	—	21 783	—	7 394	(13 315)	15 862
Paiement d'obligations locatives	—	—	—	—	(3 841)	(3 841)
Incidence des variations du taux de change	—	784	—	—	(2 032)	(1 248)
Au 31 décembre 2020	1 861	162 625	26 461	40 031	172 807	403 785
Tranche courante des autres passifs	(1 018)	—	—	—	(5 254)	(6 272)
Tranche non courante des autres passifs	843	162 625	26 461	40 031	167 553	397 513

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 25 ans après leur signature.

Au 31 décembre 2021, les flux de trésorerie ont été actualisés à des taux variant de 0,99 % à 4,87 % (0,57 % à 4,88 % en 2020), pour déterminer les obligations.

b. Intérêts payables au titre de la débenture de SM S.E.C.

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 de Upper Lillooet 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 2019, le fournisseur de services en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes à Mesgi'g Ugju's'n, a demandé la protection de la *Loi sur les faillites*. Certaines des obligations de prestation en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes étaient couvertes, sous réserve des conditions préalables, par une lettre de crédit de 19 642 \$. La Société s'est prévaluée de la totalité de cette somme le 27 avril 2021. Le produit est assujéti à des restrictions en vertu de l'accord de crédit de Mesgi'g Ugju's'n et, par conséquent, il a été comptabilisé dans les autres actifs non courants, et l'obligation connexe a été comptabilisée dans les autres passifs non courants. Le produit sera utilisé ultérieurement pour pallier les obligations de prestation non satisfaites en vertu du contrat d'approvisionnement en éoliennes. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, un montant de 940 \$ du passif a été amorti compte tenu des travaux de remise en état réalisés.

f. Contreparties conditionnelles

Innergex a conclu une convention d'achat d'actions aux termes de laquelle elle a acquis, le 9 juillet 2021, la participation restante de 50 % dans Energía Llaima SpA (« Energía Llaima »). Le prix d'achat comprend une contrepartie éventuelle évaluée à 3 650 \$ US (4 575 \$), 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 clôture. La contrepartie conditionnelle 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 comprend une contrepartie conditionnelle évaluée à 3 169 \$ US (3 916 \$), 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 3 août 2021, Innergex a acquis Licán, une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 18 MW au Chili. Le prix d'achat comprend une contrepartie conditionnelle évaluée à 1 000 \$ US (1 255 \$), en fonction du développement des activités de la Société entre le 1er août 2021 et le 30 juillet 2022.

22. 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 2021	31 décembre 2020
Nombre d'actions ordinaires	192 493 999	174 582 586
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 2021	31 décembre 2020
Émises et entièrement libérées		
Au début de l'exercice	174 582 586	139 405 832
Émises au moment de l'acquisition (note 4)	4 048 215	—
Émises au moment du premier appel public à l'épargne	10 374 150	—
Émises à la suite de l'Alliance stratégique avec Hydro-Québec	3 729 050	34 636 823
Émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	146 621	279 648
Exercice d'options sur actions	—	192 033
Conversion de débentures	104 569	68 250
Rachats	(491 192)	—
À la fin de l'exercice	192 493 999	174 582 586
Détenues en fiducie en vertu du régime d'actions liées au rendement		
Au début de l'exercice	(557 091)	(300 724)
Achetées	(118 562)	(317 777)
Attribuées	134 392	61 410
À la fin de l'exercice	(541 261)	(557 091)
Actions ordinaires en circulation à la fin de l'exercice	191 952 738	174 025 495

Émission d'actions ordinaires

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

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

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

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

Rachat d'actions ordinaires

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, 180 602 actions ordinaires ont été achetées et annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui a pris fin le 23 mai 2021, à un prix moyen de 18,90 \$. En outre, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, 310 590 actions ordinaires ont été achetées et annulées en vertu de la nouvelle offre, à un prix moyen de 17,98 \$.

Alliance stratégique et placement privé avec Hydro-Québec

Le 6 février 2020, Hydro-Québec a investi 660 870 \$ par l'intermédiaire d'un placement privé des actions ordinaires de la Société, à un prix de 19,08 \$ par action, ce qui représente un total de 34 636 823 actions (19,9 % des actions ordinaires émises et en circulation sur une base non diluée).

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 12 mai 2020. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires de 754 355 \$ et à une augmentation correspondante du surplus d'apport.

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'acquies 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 2021		31 décembre 2020	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
En circulation au début de l'exercice	233 539	15,78	737 977	11,52
Attribuées au cours de l'exercice	32 031	24,49	51 895	20,52
Exercées au cours de l'exercice	—	—	(553 660)	10,53
Annulées au cours de l'exercice	—	—	(2 673)	20,52
En circulation à la fin de l'exercice	265 570	16,83	233 539	15,78
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	159 936	15,00	129 286	14,56

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2021 :

Années d'attribution	Nombre d'options en circulation	Prix d'exercice (\$)	Nombre d'options pouvant être exercées	Échéance
2016	56 531	14,65	56 531	2023
2017	54 411	14,52	54 411	2024
2019	73 375	14,41	36 688	2026
2020	49 222	20,52	12 306	2027
2021	32 031	24,49	—	2028
	265 570		159 936	

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

Une charge de rémunération de 87 \$ a été comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 dans le cadre du régime d'options sur actions (76 \$ en 2020).

Attribuées

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, 32 031 options ont été attribuées. Les options attribuées deviennent acquises en quatre tranches égales jusqu'au 2 mars 2024 et doivent être exercées avant le 2 mars 2028 à un prix d'exercice de 24,49 \$.

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

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

	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Taux d'intérêt sans risque	0,97 %	1,14 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,72 \$	0,72 \$
Durée prévue des options	6	6
Volatilité attendue	26,03 %	19,84 %

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

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

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 2021		31 décembre 2020	
	ALR	UAD	ALR	UAD
Solde au début de l'exercice	504 004	118 490	462 559	81 498
Attribuées au cours de l'exercice	177 435	45 573	152 994	35 513
Payées au cours de l'exercice	(170 089)	(6 321)	(121 028)	(2 601)
Échues au cours de l'exercice	(5 742)	—	(7 393)	—
Réinvestissement de dividendes au cours de l'exercice	20 911	4 770	16 872	4 080
Solde à la fin de l'exercice	526 519	162 512	504 004	118 490

Une charge de rémunération de 1 966 \$ a été comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 dans le cadre du régime d'ALR et du régime d'UAD (3 268 \$ en 2020).

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 2021, 146 621 actions (279 648 actions en 2020) 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			
	2021		2020	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,7200	132 229	0,7200	125 543
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,8110	2 757	0,9020	3 067
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	1,4375	2 875	1,4375	2 875

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

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

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par action privilégiée de série A	Dividende par action privilégiée de série B	Dividende par action privilégiée de série C
23 février 2022	31 mars 2022	15 avril 2022	0,1800 \$	0,2028 \$	0,181875 \$	0,359375 \$

c) Taux de dividende applicables aux actions privilégiées

Les taux de dividende applicables aux actions privilégiées de série A et de série B de la Société ont été rajustés au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021. Le taux de dividende des actions privilégiées de série A applicable à la période de cinq ans allant du 15 janvier 2021 au 15 janvier 2026, exclusivement, est de 3,244 % par année, ou 0,202750 \$ par action par trimestre. Le taux de dividende des actions de série B applicable à chaque période trimestrielle à compter du 15 janvier 2021 correspond au rendement des bons du Trésor majoré de 2,79 % par année, calculé chaque trimestre. Au 31 décembre 2021, aucune action privilégiée de série B n'était en circulation.

23. 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 2021	(32 294)	(4 809)	(67 352)	(7 241)	(111 696)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	778	—	—	—	778
Profit de couverture	—	7 773	78 652	5 303	91 728
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	(3 044)	(2 367)	(2 746)	—	(8 157)
Charge d'impôt différé connexe	—	—	(21 883)	(1 394)	(23 277)
Solde au 31 décembre 2021	(34 560)	597	(13 329)	(3 332)	(50 624)

	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 2020	(7 256)	(3 329)	(1 579)	(3 067)	(15 231)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	(27 032)	—	—	—	(27 032)
Perte de couverture	—	(2 128)	(89 549)	(5 148)	(96 825)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	1 994	648	1 608	—	4 250
Recouvrement d'impôt différé connexe	—	—	22 168	974	23 142
Solde au 31 décembre 2020	(32 294)	(4 809)	(67 352)	(7 241)	(111 696)

24. 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	
	2021	2020
Débiteurs	(3 984)	(6 977)
Charges payées d'avance et autres	(5 472)	(1 313)
Fournisseurs et autres créditeurs	(11 999)	525
	(21 455)	(7 765)

b) Renseignements supplémentaires

	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(185 324)	(182 960)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(4 533)	(2 760)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(3 025)	(7 836)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(1 815)	(1 632)
Total des charges financières	(194 697)	(195 188)

Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :

Variation des immobilisations corporelles impayées	(29 012)	10 756
Crédits d'impôt à l'investissement	14 070	114 341
Variation des autres actifs non courants	—	12 892
Variation des coûts de développement de projets impayés	1 874	146
Réévaluation des autres passifs	(23 748)	15 862
Évaluation initiale des autres passifs	8 447	80 140
Nouvelle obligation aux termes de l'accord de financement	19 642	—
Actions ordinaires émises par suite de la conversion de débetures convertibles	2 306	1 365
Actions ordinaires émises par le biais de la rémunération fondée sur des titres de capitaux propres	3 174	1 440
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	3 312	5 474
Actions ordinaires émises au moment de l'acquisition	89 437	—

c) Variations des passifs issus des activités de financement

	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Variations des prêts et emprunts à long terme		
Dette à long terme au début de la période	4 813 881	4 691 669
Augmentation de la dette à long terme	1 686 133	998 639
Remboursement de la dette à long terme	(1 568 183)	(1 005 864)
Paieement des frais de financement différés	(3 381)	(15 471)
Acquisitions d'entreprises (note 4)	196 505	172 252
Crédits d'impôt à l'investissement	(117 904)	—
Attributs fiscaux	(43 290)	(21 050)
Crédits d'impôt sur la production	(47 985)	(43 850)
Autres charges financières hors trésorerie	52 532	35 642
Déventures convertibles converties en actions ordinaires	(2 306)	(1 365)
Désactualisation des déventures convertibles	2 490	2 613
Écarts de change, montant net	(44 057)	666
Prêts et emprunts à long terme à la fin de la période	4 924 435	4 813 881

25. 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 2021	31 décembre 2020	31 décembre 2021	31 décembre 2020	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Canada	49,99 %	49,99 %	(6 044)	(1 270)	37 921	43 965
Kwoiek Creek Resources L.P. ^{1,2}	Canada	50,00 %	50,00 %	(1 471)	(443)	(14 884)	(13 413)
Parc éolien Mesgi'g Ugiu's'n (MU) S.E.C. ^{1,2}	Canada	50,00 %	50,00 %	11 402	9 006	(6 189)	(8 671)
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.	Canada	49,99 %	49,99 %	(1 750)	(2 673)	(15 691)	(13 941)
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	Canada/ Europe	30,45 %	30,45 %	715	(2 001)	(2 244)	(5 035)
Mountain Air Alternatives LLC et ses filiales	États-Unis	37,75 %	37,75 %	2 446	1 063	57 537	59 804
Innergex HQI USA LLC et ses filiales ²	États-Unis	50,00 %	— %	1 319	—	203 189	—
Autres	Divers	Divers	Divers	(206)	(165)	7 929	(631)
				6 411	3 517	267 568	62 078

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.

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 2021						
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugnu's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe	Mountain Air	Innergex HQI USA
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global							
Produits	51 296	18 216	56 761	11 611	88 593	36 101	15 678
Charges	63 386	21 158	25 363	15 111	86 245	29 609	13 040
(Perte nette) bénéfice net	(12 090)	(2 942)	31 398	(3 500)	2 348	6 492	2 638
Autres éléments du résultat global	—	—	2 339	—	6 818	(258)	10 332
Total du résultat global	(12 090)	(2 942)	33 737	(3 500)	9 166	6 234	12 970
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux							
Propriétaires de la société mère	(6 046)	(1 471)	19 996	(1 750)	1 633	4 046	1 319
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 044)	(1 471)	11 402	(1 750)	715	2 446	1 319
	(12 090)	(2 942)	31 398	(3 500)	2 348	6 492	2 638
Total du résultat global attribuable aux							
Propriétaires de la société mère	(6 046)	(1 471)	21 486	(1 750)	6 375	3 880	6 485
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 044)	(1 471)	12 251	(1 750)	2 791	2 354	6 485
	(12 090)	(2 942)	33 737	(3 500)	9 166	6 234	12 970
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie							
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	19 912	551	39 227	2 339	40 376	14 636	10 870
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	(12 295)	(1 996)	(40 337)	(2 637)	(35 642)	(14 002)	—
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(1 885)	(2 115)	(356)	(2)	(2 961)	—	—
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	—	—	—	(4 125)	—	274
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	5 732	(3 560)	(1 466)	(300)	(2 352)	634	11 144
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	9 769	—	—	4 617	—

	Exercice clos le 31 décembre 2020					
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte- Marguerite	Innergex Europe	Mountain Air
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global						
Produits	47 985	18 990	61 401	10 066	95 485	16 995
Charges	50 526	19 875	28 806	15 413	102 057	14 180
(Perte nette) bénéfice net	(2 541)	(885)	32 595	(5 347)	(6 572)	2 815
Autres éléments du résultat global	—	—	(3 117)	—	154	(8 695)
Total du résultat global	(2 541)	(885)	29 478	(5 347)	(6 418)	(5 880)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :						
Propriétaires de la société mère	(1 271)	(442)	23 589	(2 674)	(4 569)	1 752
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 270)	(443)	9 006	(2 673)	(2 001)	1 063
	(2 541)	(885)	32 595	(5 347)	(6 570)	2 815
Total du résultat global attribuable aux :						
Propriétaires de la société mère	(1 271)	(442)	21 333	(2 674)	(4 456)	(3 662)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 270)	(443)	8 145	(2 673)	(1 955)	(2 218)
	(2 541)	(885)	29 478	(5 347)	(6 411)	(5 880)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie						
Entrées (sorties) de trésorerie liées aux activités d'exploitation	17 577	(2 746)	49 351	2 547	41 268	8 157
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	(11 564)	(1 742)	(45 254)	(2 384)	(35 406)	(8 971)
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(832)	(127)	(4 805)	(167)	(3 810)	—
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	—	—	—	2 981	(441)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	5 181	(4 615)	(708)	(4)	5 033	(1 255)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle						
	—	—	10 153	—	—	1 147

Sommaire des états de la situation financière

Au 31 décembre 2021							
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe	Mountain Air	Innergex HQI USA
Actifs courants	33 400	7 640	20 327	2 237	63 729	16 154	22 345
Actifs non courants	550 515	164 945	272 273	118 392	802 868	300 334	388 646
	583 915	172 585	292 600	120 629	866 597	316 488	410 991
Passifs courants	29 661	12 139	16 188	8 759	142 878	7 151	587
Passifs non courants	441 383	198 442	246 488	126 690	776 687	150 819	4 018
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires	74 950	(23 112)	36 113	871	(50 724)	100 981	203 197
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	37 921	(14 884)	(6 189)	(15 691)	(2 244)	57 537	203 189
	583 915	172 585	292 600	120 629	866 597	316 488	410 991

Au 31 décembre 2020							
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe	Mountain Air	
Actifs courants	20 670	7 348	22 571	1 173	60 268	14 314	
Actifs non courants	562 075	167 201	265 911	121 361	917 529	292 767	
	582 745	174 549	288 482	122 534	977 797	307 081	
Passifs courants	20 288	9 145	242 088	8 673	158 016	158 851	
Passifs non courants	437 471	200 457	23 311	125 262	882 068	18 331	
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires	81 021	(21 640)	31 754	2 540	(57 252)	70 095	
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	43 965	(13 413)	(8 671)	(13 941)	(5 035)	59 804	
	582 745	174 549	288 482	122 534	977 797	307 081	

26. 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 des investissements, le chef de la direction administrative, et tous les vice-présidents principaux et vice-présidents font partie de ce groupe.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Salaires et avantages à court terme	7 188	6 258
Jetons de présence	1 072	1 026
Régime d'actions liées au rendement	3 205	1 294
Paielements fondés sur des actions	87	76
	11 552	8 654

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 2020 et 2021 (voir la note 22 - Capital des actionnaires)
- Acquisition de Curtis Palmer en partenariat à parts égales avec Hydro-Québec (voir la note 4, Acquisitions d'entreprises)
- Ventes effectuées dans le cadre des CAÉ avec Hydro-Québec (voir la note 32 - Principaux clients)
- EVLO, une filiale d'Hydro-Québec, fournira des batteries dans le cadre du projet de stockage d'énergie Tonnerre (voir ci-dessous)

Tonnerre Energie SAS a signé un protocole d'entente avec EVLO, une filiale d'Hydro-Québec, pour le projet de stockage d'énergie autonome de 9 MWh en France.

27. 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 2021		Au 31 décembre 2020	
		Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Passifs financiers non courants évalués au coût amorti					
Prêts et emprunts à long terme	Niveau 2	4 924 435	5 027 286	4 813 881	5 289 788
Instruments financiers dérivés évalués à la juste valeur					
Swaps de taux d'intérêt	Niveau 2	(78 482)	(78 482)	(168 002)	(168 002)
Contrats de change à terme	Niveau 2	2 485	2 485	(37 113)	(37 113)
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	Niveau 3	16 559	16 559	54 082	54 082

Autres placements

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

Prêts et emprunts à long terme

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

Swaps de taux d'intérêt

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

Contrats de change à terme

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

Couvertures du prix de l'électricité

La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité 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 2021, les prix de l'électricité à terme utilisés dans le calcul de la juste valeur étaient les suivants :

En ce qui a trait à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 21,20 \$ US à 83,08 \$ US le MWh entre le 1er janvier 2022 et le 30 juin 2031.

En ce qui a trait aux couvertures du prix de l'électricité de Salvador, les prix à terme de l'électricité du point d'injection de Polpaico devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 4,09 \$ US à 73,21 \$ US le MWh entre le 1er janvier 2022 et le 31 décembre 2030.

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

Couverture du prix de l'électricité de Phoebe : La juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est tirée des prix à terme de l'électricité qui ne sont pas établis en fonction des données observables du marché pour l'ensemble de la période contractuelle. Les courbes des prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South sont conçues en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) une combinaison des prix observables et des cours des courtiers hors cote obtenus jusqu'en novembre 2030; et 2) pour les sept mois restant jusqu'en juin 2031, les prix extrapolés qui reposent sur le taux de croissance implicite des contrats à terme normalisés sur le prix NYMEX du gaz naturel.

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

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

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

Réforme des taux d'intérêt de référence

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

Taux interbancaire offert à Londres (« LIBOR »)

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

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

Il existe une incertitude quant au moment et à la manière dont le remplacement pourrait se produire en ce qui concerne les éléments couverts et les instruments de couverture pertinents. Une telle incertitude pourrait avoir une incidence sur la relation de couverture, laquelle pourrait connaître une inefficacité attribuable aux attentes des intervenants du marché quant au moment où le passage du taux de référence IBOR existant à un taux d'intérêt de référence de rechange aura lieu. Cette transition pourrait se produire à des moments différents pour l'élément couvert et l'instrument de couverture, ce qui pourrait occasionner une inefficacité de la couverture. La Société a évalué ses instruments de couverture indexés au LIBOR en utilisant les cours du marché disponibles pour des instruments fondés sur le LIBOR de même nature et d'échéance similaire, et a évalué le cumul des variations de la valeur actualisée des flux de trésorerie couverts attribuable aux variations du LIBOR sur une base similaire. Le montant nominal de l'exposition de la Société au LIBOR désigné dans les relations de couverture s'établissait à 312 179 \$ US (395 780 \$) au 31 décembre 2021.

Canadian Dollar Offered Rate (« CDOR »)

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

Taux interbancaire offert en euros (« EURIBOR »)

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

Gestion des risques financiers

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

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

a. Risque de marché

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

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 2021	31 décembre 2020
Siège social							
Innergex	CAD	CDOR	2,18 %	2027	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2028	2023	30 000	30 000
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2028	2023	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	2022	28 855	31 105
Innergex	CAD	CDOR	1,89 %	2029	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	1,92 %	2029	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,08 %	2034	2029	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,12 %	2034	2023	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
Alterra	CAD	CDOR	2,16 %	2023	Aucune	—	29 000
Alterra	CAD	CDOR	2,32 %	2023	Aucune	—	49 000
Secteur de la production hydroélectrique							
Ashlu Creek	CAD	CDOR	4,70 %	2035	2025	39 588	41 406
Ashlu Creek	CAD	CDOR	4,70 %	2035	2025	39 588	41 406
Fitzsimmons Creek	CAD	CDOR	2,85 %	2041	2022	16 821	17 244
Duqueco	USD	LIBOR	1,05 %	2033	Aucune	114 966	—
Coyanco	USD	LIBOR	1,01 %	2031	Aucune	7 621	—
Secteur de la production éolienne							
Rougemont 1	EUR	EURIBOR	1,30 %	2032	Aucune	53 645	62 240
Rougemont 2	EUR	EURIBOR	1,30 %	2032	Aucune	32 781	37 970
Rougemont 2	EUR	EURIBOR	1,48 %	2032	Aucune	29 758	34 469
Vaites	EUR	EURIBOR	1,28 %	2032	Aucune	57 046	66 423
Cartier	CAD	CDOR	2,83 %	2032	Aucune	445 905	489 216
Mesgi'g Ugiu's'n	CAD	CDOR	1,91 %	2026	Aucune	63 654	76 735
Cholletz	EUR	EURIBOR	2,64 %	2030	Aucune	10 387	12 433
Foard City	USD	LIBOR	2,07 %	2029	2026	11 442	13 275
Foard City	USD	LIBOR	2,43 %	2029	2026	9 299	11 647
Mountain Air	USD	LIBOR	2,03 %	2029	Aucune	19 311	20 821
Secteur de la production solaire							
Stardale	CAD	CDOR	3,60 %	2032	Aucune	66 613	69 125
Phoebe	USD	LIBOR	3,07 %	2037	2026	125 968	129 939
Kokomo	USD	LIBOR	1,85 %	2026	Aucune	4 861	5 190
Spartan	USD	LIBOR	2,31 %	2024	Aucune	10 846	11 458
Hillcrest	USD	LIBOR	0,95 %	2041	2028	89 214	93 999
Pampa Elvira	USD	LIBOR	1,90 %	2022	Aucune	2 252	—
						1 548 021	1 611 701

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 1,2678 \$ CA et les swaps en euros sont convertis au taux fixe de 1,4391 \$ 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.

	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 2021				
Swaps de taux d'intérêt	150	(23)	8 568	(8 758)
31 décembre 2020				
Swaps de taux d'intérêt	51	(46)	10 795	(11 462)

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	Option de résiliation anticipée	Valeurs nominales	
			31 décembre 2021	31 décembre 2020
Contrats utilisés pour couvrir le risque de change				
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7220 \$ CA pour 1 €	2022	Aucune	147 097	150 505
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2042 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7196 \$ CA pour 1 €	2022	Aucune	42 817	44 353
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,6650 \$ CA pour 1 €	2023	Aucune	97 509	99 822
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7516 \$ CA pour 1 €	2023	Aucune	143 753	149 247
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7698 \$ CA pour 1 €	2023	Aucune	69 436	72 106
			500 612	516 033

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 des flux de trésorerie 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.

	Bénéfice (perte)		Autres éléments du résultat global	
	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %
31 décembre 2021				
Contrats de change à terme	(3 127)	3 126	(854)	855
31 décembre 2020				
Contrats de change à terme	(3 948)	3 997	(742)	695

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, en vigueur du 1er juillet 2019 au 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. À la lumière de nouvelles informations, la direction a révisé, avec prise d'effet le 1er octobre 2019, sa méthodologie de calcul des prix à terme du point d'injection afin de refléter plus fidèlement le risque de différentiel. Par conséquent, la couverture du prix de l'électricité de Phoebe ne répond 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 sont comptabilisées à titre de variations de la juste valeur des instruments financiers. La perte nette latente comptabilisée à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers s'est chiffrée à 58 804 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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.

	Bénéfice (perte)	
	Augmentation de 10%	Diminution de 10 %
31 décembre 2021		
Couverture du prix de l'électricité	(25 672)	26 329
31 décembre 2020		
Couverture du prix de l'électricité	(18 541)	18 541

Couvertures du prix de l'électricité de Salvador

Le 14 mai 2020, la Société a acquis, lors de l'acquisition de Salvador, un portefeuille de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») synthétiques, qui agissent à titre de couvertures du prix de l'électricité. 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. Le profit net latent comptabilisé à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers se chiffre à 32 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 % des prix à terme du point d'injection de Polpaico 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.

	Bénéfice (perte)	
	Augmentation de 10 %	Diminution de 10 %
31 décembre 2021		
Couverture du prix de l'électricité	(1 312)	1 312
31 décembre 2020		
Couverture du prix de l'électricité	(1 065)	1 065

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 2021, 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	1 431 644	6 089	(83 850)
Couvertures d'un investissement net :			
Risque de change			
Contrats de change à terme	88 411	4 408	(1 688)

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des couvertures inefficaces et des profits (pertes) de couverture au 31 décembre 2021 :

	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	80 569	735	(1 241)
Risque de prix de l'électricité			
Couverture du prix de l'électricité ¹	—	—	3 337
Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger :			
Risque de change			
Contrats de change à terme	(7 773)	—	—

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 29 433 \$.

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 2021, la Société détenait de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des liquidités soumises à des restrictions (note 12) et des réserves incluses dans les autres actifs à long terme (note 18). 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 et européennes. 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.

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 2021, 5 434 \$ (9 547 \$ en 2020) de clients et autres débiteurs étaient en souffrance depuis plus de 90 jours, et des radiations totales de créances dépréciées de néant (176 \$ en 2020) 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 344 850 \$ au 31 décembre 2021 (fonds de roulement négatif de 584 278 \$ en 2020). La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins, compte tenu du fait qu'un montant total de 293 392 \$, qui serait autrement classé à long terme, a été reclassé dans la partie courante des prêts et emprunts à long terme (se reporter à la note 20). Si besoin est, la Société peut utiliser ses facilités de crédit renouvelables, dont un montant de 252 954 \$ était disponible au 31 décembre 2021 (457 806 \$ en 2020). 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 (tel qu'il est décrit à la note 18) et est couverte par des régimes d'assurance.

Le tableau suivant présente les flux de trésorerie contractuels des passifs financiers.

	Moins de un an	Entre un an et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Passifs financiers non dérivés				
Fournisseurs et autres créditeurs	174 364	—	—	174 364
Prêts et emprunts à long terme ¹	326 811	2 339 595	4 335 633	7 002 039
Autres passifs	1 783	9 266	31 210	42 259
Obligations locatives	10 178	42 087	202 781	255 046
Passifs financiers dérivés				
Swaps de taux d'intérêt	24 360	38 881	20 048	83 289
Couverture du prix de l'électricité	7 937	11 070	(8 410)	10 597
Total	545 433	2 440 899	4 581 262	7 567 594

1. Comme l'indique la note 20, certains prêts et emprunts à long terme sont soumis à des conditions financières et non financières qui pourraient faire en sorte que certains flux de trésorerie contractuels soient payables beaucoup plus tôt que ce qui est indiqué dans le tableau ci-dessus.

28. 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 2024 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 renouvoiciés en vertu des droits de renouvellement de la Société.

Le CAÉ de la centrale Sainte-Marguerite a atteint la fin de sa durée initiale de 25 ans en décembre 2018. En 2021, la Société a renouvelé le CAÉ initial conclu avec Hydro-Québec pour une durée additionnelle de 25 ans.

Le CAÉ de Montmagny a atteint la fin de sa durée initiale de 25 ans en mai 2021. En 2021, la Société a renouvelé le CAÉ initial conclu avec Hydro-Québec pour une durée additionnelle de 25 ans.

Le CAÉ de Portneuf a atteint la fin de sa 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 2023 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. La Société s'attend à ce que les négociations relatives au CAÉ avec BC Hydro reprennent sous peu, car cette dernière a déposé son nouveau régime intégré des ressources auprès de la BCUC.

Le 16 avril 2018, la Société a annoncé la conclusion d'une entente avec BC Hydro relative au renouvellement du CAÉ de la centrale Brown Lake pour une période de 40 ans (le « renouvellement du CAÉ de Brown Lake »). La Société et BC Hydro ont modifié le renouvellement du CAÉ de Brown Lake comme l'a suggéré la BCUC, afin que sa durée ne dépasse pas trois ans et se termine le 31 octobre 2022. Le renouvellement modifié du CAÉ de Brown Lake a été soumis par BC Hydro à la BCUC pour approbation, qui l'a accepté.

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 les installations situées en France.

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 des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à expiration entre 2036 et 2042, les clients ont convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par les parcs solaires Kokomo et Spartan.

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 qui vient à échéance en 2023, División Gabriela Mistral de Codelco a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par le parc solaire Pampa Elvira situé au Chili. La direction de la Société négocie actuellement la prolongation du contrat avec División Gabriela Mistral de Codelco pour une période d'au moins 7 ans à compter de l'expiration du contrat actuel, pour la prestation des mêmes services que ceux actuellement fournis.

Aux termes de CAÉ dont les durées varient de 4 à 8 ans et qui viennent à échéance entre 2022 et 2026, 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, au Chili.

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 située au Chili.

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.

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.

iv) Installations de stockage

Tonnerre Energie a conclu un accord d'ingénierie, d'achat et de fourniture pour la construction du projet de stockage en France.

c. Sommaire des engagements

Au 31 décembre 2021, 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	26 560	125 722	229 520	381 802
Paiements variables au titre des contrats de location	8 838	41 800	4 214	54 852
Total	35 398	167 522	233 734	436 654

29. ÉVENTUALITÉS

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

Avis de réduction de BC Hydro

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

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

Innergex conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve, cherchant à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent à 12 456 \$ (14 183 \$ sur la base des produits proportionnels¹). Le litige devrait prendre fin en 2022.

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

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

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3 181 \$ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant de 3 318 \$, représentant le capital de 3 181 \$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe d'Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. Les sociétés en commandite ont déposé leur réponse à la requête le 14 avril 2020. L'audience a eu lieu à Victoria au cours de la dernière semaine de septembre 2020. Une décision a été rendue le 9 février 2021 par la Cour suprême de la Colombie-Britannique, qui a conclu que la décision de l'Environmental Appeal Board était raisonnable et a donc rejeté la requête du contrôleur des droits d'utilisation de l'eau. Le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a ensuite fait appel de la décision de la Cour

¹ Les produits proportionnels ne sont pas une mesure reconnue par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la note 32, Information sectorielle, pour obtenir plus d'information.

suprême de la Colombie-Britannique, appel qui a été rejeté à l'unanimité par la Cour d'appel de la Colombie-Britannique le 7 janvier 2022. La Société a comptabilisé le montant de 3 181 \$ dans les comptes consolidés de résultat au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Un montant total de 3 384 \$, y compris les intérêts, était à recevoir au 31 décembre 2021.

Événements de février 2021 au Texas

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

Phoebe

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

Le 19 juillet 2021, Innergex a conclu une entente visant à régler les montants qui restaient à payer par le parc solaire Phoebe à la suite des événements de février 2021 au Texas. Le décaissement total de 23 956 \$ US (29 691 \$) comprend le paiement convenu pour les montants contestés à la suite des événements de février 2021 au Texas et un paiement sur le solde du compte de suivi du projet¹, déduction faite de l'électricité impayée vendue par le projet durant le processus de négociation.

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

Flat Top et Shannon

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

La valeur comptable des investissements dans Flat Top et Shannon a été réduite à néant, à la suite de la comptabilisation par la Société de charges de dépréciation respectives de 53 758 \$ et de 58 851 \$ par l'entremise de sa quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées le 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. En outre, à la suite de leur classement comme détenus en vue de la vente, les passifs d'impôt différé liés aux investissements en capitaux propres de la Société dans Flat Top et Shannon ont été réduits à néant, avec des recouvrements d'impôt différé respectifs de 24 390 \$ et de 15 101 \$.

Le 28 décembre 2021, la Société a conclu la vente de sa participation de 51 % dans Flat Top pour un montant symbolique. Les actifs et les passifs sous-jacents des investissements dans Shannon sont toujours classés comme étant détenus en vue de la vente, car la valeur comptable de ses actions de catégorie B sera recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente. Tel que requis, les groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable respective et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, dont le montant estimé était nul, sur une base nette, au 31 décembre 2021. Compte tenu du fait que le projet est sans recours pour la Société, les risques financiers de la Société sont limités aux incidences hors trésorerie sur la reprise potentielle des écarts de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global relativement au projet.

30. COVID-19

Pour lutter contre la propagation de la COVID-19, les autorités de toutes les régions où la Société mène ses activités ont mis en place des mesures restrictives pour les entreprises. Cependant, à l'exception des avis de réduction reçus de BC Hydro, comme il est décrit à la note 29, *Éventualités*, ces mesures n'ont pas eu d'incidence significative sur la Société jusqu'à présent, car la production d'électricité a été considérée comme un service essentiel dans toutes les régions où la Société exerce ses activités. La production d'énergie renouvelable est vendue principalement par l'entremise de contrats d'achat d'électricité conclus avec des sociétés de services publics et des entreprises ayant une cote de crédit élevée.

Il n'est pas exclu que les mesures restrictives actuelles ou futures puissent avoir un effet négatif sur la stabilité financière des fournisseurs et autres partenaires de la Société ou sur les résultats d'exploitation, la situation financière, les liquidités ou les dépenses d'investissement de la Société. La délivrance de permis et d'autorisations, la négociation et la conclusion d'accords concernant des projets en développement et d'acquisition, les activités de construction et l'approvisionnement en équipements pourraient être touchés de manière défavorable par les mesures restrictives liées à la COVID-19. Les répercussions potentielles globales de la COVID-19 sur les activités de la Société sont inconnues, car la situation pourrait se poursuivre pendant une période prolongée, et dépendront des évolutions futures, qui sont incertaines et qui ne peuvent être prévues, y compris, mais sans s'y limiter, la durée et la gravité de la pandémie, la durée des mesures gouvernementales d'atténuation, l'efficacité des mesures prises pour contenir et traiter la maladie et le temps nécessaire à la reprise des conditions économiques et opérationnelles normales.

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 d'énergie renouvelable de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi et ii) à distribuer des dividendes stables.

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 la distribution d'un dividende stable 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 6 285 115 \$ au 31 décembre 2021.

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 2021, sauf indication contraire, 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. Au 31 décembre 2021, les installations Phoebe, Beaumont, Vallottes et Duquenco enfreignaient leur convention de crédit (pour de plus amples renseignements, voir la note 20 – Prêts et emprunts à long terme).

Les objectifs, les politiques et les procédures en matière de gestion de capital de la Société visent à assurer la stabilité et 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 proportionnels » correspondent aux produits, plus la quote-part d'Innergex des produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Le « BAIIA ajusté » représente le résultat net auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt sur le résultat, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, les charges de dépréciation, le montant net des autres produits, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des instruments financiers. Le « BAIIA ajusté proportionnel » représente le BAIIA ajusté, plus la quote-part d'Innergex du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Les produits proportionnels, le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par

d'autres émetteurs. Les lecteurs sont avisés que les produits proportionnels, le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS.

À l'exception des produits proportionnels, du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté proportionnel décrits ci-dessus, les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables ». La Société comptabilise à la valeur comptable les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion.

Les résultats sectoriels ci-dessous excluent les résultats des installations en coentreprise Shannon et Flat Top à compter du 1er avril 2021, en raison du classement des actifs et des passifs de ces projets comme étant des groupes destinés à être cédés classés comme détenus en vue de la vente.

Exercice clos le 31 décembre 2021				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	277 302	349 786	120 120	747 208
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	50 547	60 489	885	111 921
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	54 018	—	54 018
Produits proportionnels sectoriels	327 849	464 293	121 005	913 147
BAIIA ajusté sectoriel	212 436	276 859	103 702	592 997
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	38 547	54 989	554	94 090
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	54 018	—	54 018
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	250 983	385 866	104 256	741 105
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	76,6 %	79,2 %	86,3 %	79,4 %

Au 31 décembre 2021	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	108 911	24 130	—	133 041
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	499 024	—	10 069	509 093
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	358 581	291 636	650 217
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	5 826	13 677	945	20 448

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

Exercice clos le 31 décembre 2020				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits sectoriels	229 102	333 795	50 310	613 207
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	64 395	31 512	1 875	97 782
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	70 477	—	70 477
Produits proportionnels sectoriels	293 497	435 784	52 185	781 466
BAIIA ajusté sectoriel	173 869	263 945	39 214	477 028
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	49 826	16 840	1 076	67 742
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	70 477	—	70 477
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	223 695	351 262	40 290	615 247
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	75,9 %	79,1 %	77,9 %	77,8 %

Au 31 décembre 2020	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	150 009	227 422	12 732	390 163
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises	—	22 614	61 022	83 636
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	637	1 347	1 620	3 604

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 :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Produits	747 208	613 207
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	111 921	97 782
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	54 018	70 477
Produits proportionnels	913 147	781 466
Perte nette	(185 394)	(29 111)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat	(26 240)	18 897
Charges financières	252 255	233 143
Amortissements	255 640	228 526
Dépréciation d'actifs non courants	36 986	26 659
BAlIA	333 247	478 114
Autres produits, montant net	(89 621)	(65 554)
Quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées	189 889	7 524
Variation de la juste valeur des instruments financiers	92 122	2 025
BAlIA ajusté	525 637	422 109
Charges non attribuées :		
Frais généraux et administratifs	39 993	38 211
Projets potentiels	27 367	16 708
BAlIA ajusté sectoriel	592 997	477 028
Quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	94 090	67 742
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	54 018	70 477
BAlIA ajusté proportionnel sectoriel	741 105	615 247
Marge du BAlIA ajusté sectorielle	79,4 %	77,8 %

Secteurs géographiques

Au 31 décembre 2021, exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, lesquels sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, la Société avait des participations dans les actifs d'exploitation suivants : 33 centrales hydroélectriques, 8 parcs éoliens et un parc solaire au Canada, 16 parcs éoliens en France, 3 centrales hydroélectriques, 8 parcs éoliens et 4 parcs solaires aux États-Unis ainsi que 4 centrales hydroélectriques et 3 parcs solaires au Chili. La Société exerce ses activités dans quatre principaux secteurs géographiques, lesquels sont détaillés ci-dessous :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020
Produits		
Canada	433 192	439 224
États-Unis	187 332	73 802
France	88 593	95 485
Chili	38 091	4 696
	747 208	613 207

Aux	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 390 029	3 504 403
États-Unis	2 301 353	1 978 363
France	801 752	922 330
Chili	423 856	166 881
	6 916 990	6 571 977

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	
		2021	2020
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	219 942	244 505
British Columbia Hydro and Power authority	Production hydroélectrique	187 973	172 722
Électricité de France	Production éolienne	88 593	92 261
		496 508	509 488

33. CHIFFRES COMPARATIFS

Certains reclassements ont été effectués dans les états financiers consolidés de l'exercice précédent.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, les passifs d'impôt différé comptabilisés relativement à l'acquisition de Mountain Air Alternatives, LLC le 15 juillet 2020 ainsi que le goodwill correspondant, qui découle de la comptabilisation des passifs d'impôt différé, ont été révisés à la baisse d'un montant de 12 634 \$. Par conséquent, ces postes ont été modifiés dans l'état de la situation financière et dans les notes afférentes aux états financiers.

34. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Acquisition de San Andrés SpA

Le 28 janvier 2022, Innergex a réalisé l'acquisition du parc solaire San Andrés de 50,6 MW situé au Chili (« San Andrés »). Le parc, mis en service en 2014, est situé dans le désert d'Atacama, dans le nord du Chili. San Andrés a été acquis pour une contrepartie totale de 25 772 \$ US (32 730 \$), déduction faite de la trésorerie acquise. Ce parc devrait fournir une production moyenne à long terme brute d'environ 118,9 GWh par an.

Acquisition d'Aela Generación S.A. et d'Aela Energía SpA

Le 3 février 2022, Innergex a conclu une entente visant l'acquisition de la totalité des actions ordinaires d'Aela Generación S.A. et d'Aela Energía SpA (ensemble, « Alea »), un portefeuille de trois parcs éoliens en exploitation récemment construits d'une puissance de 332 MW au Chili, pour un prix d'achat de 685 528 \$ US (870 621 \$), y compris la prise en charge d'une dette existante de 385 528 \$ US (489 621 \$), sous réserve des ajustements de clôture usuels. La clôture de cette acquisition devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2022.

Le 10 février 2022, Innergex a conclu deux contrats de change à terme d'un montant nominal total de 100 000 \$ US (126 805 \$) afin de gérer son exposition aux fluctuations des taux de change liée au prix d'achat. De plus, afin de gérer son exposition au risque de hausse des taux d'intérêt relativement à une partie du refinancement prévu de la dette sans recours reprise lors de l'acquisition et aux projets chiliens existants d'Innergex, Innergex a conclu deux swaps différés de taux d'intérêt, le 17 février et le 18 février 2022, respectivement, d'un montant nominal total de 172 824 \$ US (219 106 \$).

Conclusion d'un appel public à l'épargne

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

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

Siège social

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

Relations avec les investisseurs

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

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

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

Services aux investisseurs Computershare inc.

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

Actions ordinaires - TSX : INE

Innergex énergie renouvelable inc. avait 192 493 999 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 18,60 \$ l'action, au 31 décembre 2021.

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 15^e 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 15^e 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 ne seront pas rachetables avant le 31 octobre 2022.

Notes de crédit attribuées par Fitch

Innergex énergie renouvelable inc.	BBB-
Actions privilégiées de série A	BB
Actions privilégiées de série C	BB

Régime de réinvestissement de dividendes (RRD)

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

Auditeur indépendant

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

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

INNERGEX

| Énergie renouvelable.
| Développement durable.

innergex.com