

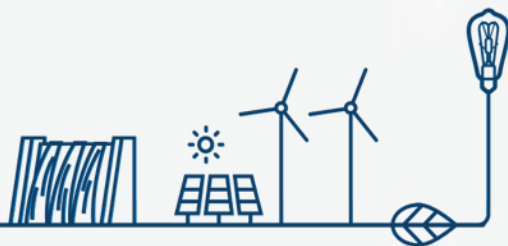


Énergie renouvelable.  
Développement durable.

## Quatrième trimestre et fin d'exercice 2019

Conférence téléphonique et  
webdiffusion

28 février 2020



# INFORMATION PROSPECTIVE

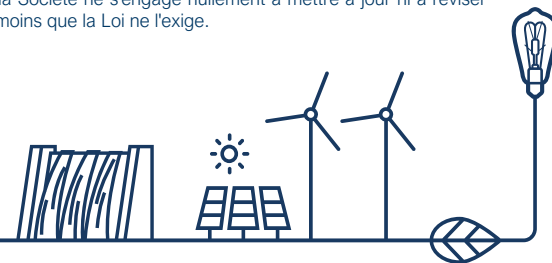
En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent document contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »), notamment des énoncés relatifs à la production d'énergie de la Société, à ses projets potentiels, aux développements, à la construction et au financement fructueux (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), 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 document.

**Information financière future** : L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, notamment les renseignements concernant la production, les coûts de projets estimés, les produits prévus, le BAIIA ajusté prévu et le BAIIA ajusté proportionnel prévu de la Société, les flux de trésorerie disponibles 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 de demandes de propositions, l'admissibilité des projets américains aux CIP ou aux CII, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Ces renseignements visent à informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, de l'incidence financière potentielle des acquisitions réalisées et futures, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et à financer sa croissance. 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, de rendement des projets, de la conjoncture économique et financière, des conditions du marché des capitaux, de la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital et l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun et de l'obtention des approbations réglementaires.

**Risques et incertitudes** : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Risques et incertitudes » du rapport annuel et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'énergie; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la défaillance de l'équipement ou les activités d'entretien et d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives régissant les dettes actuelles et futures; la possibilité que la Société ne déclare pas ni ne verse un dividende; l'incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions; l'intégration des acquisitions réalisées et futures; des changements quant au soutien gouvernemental pour l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en équipement; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; les changements dans la conjoncture économique générale; les risques politiques et réglementaires; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les CAÉ; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transport d'électricité (y compris la dépendance envers des tiers); les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les fluctuations du taux de change; l'augmentation des droits d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; la cybersécurité; le caractère suffisant de la couverture d'assurances; la notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; le fait que les produits provenant de certaines installations fluctuent en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité; les risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains; les modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et la disponibilité du financement par capitaux propres; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les risques liés aux éboulements, avalanches, tornades, ouragans ou autres événements en dehors du contrôle de la Société; les réclamations défavorables sur les titres de propriété; les responsabilités inconnues; la dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger nos droits et l'information confidentielle; 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 document 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 document ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.



# INFORMATION PROSPECTIVE

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p><b>PRODUCTION PRÉVUE</b></p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (PMLT). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée.</p> <p>La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. Cette consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques et éoliens, ainsi que de l'ensoleillement</p> <p>Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophes naturelles et cas de force majeure</p> <p>Risques politiques et réglementaires affectant la production</p> <p>Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production</p> <p>Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes</p> <p>Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport d'électricité</p> <p>Litiges</p>
<p><b>PRODUITS PRÉVUS</b></p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris les parcs éoliens Foard City, Shannon et Flat Top, le parc solaire Phoebe et la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les CAÉ prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation.</p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. La consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »</p> <p>Dépendance envers les CAÉ</p> <p>Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité</p> <p>Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité</p> <p>Changements dans la conjoncture économique générale</p> <p>Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants</p>
<p><b>BAIIA AJUSTÉ PRÉVU</b></p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en ajoutant au (déduisant du) bénéfice net (perte nette) la provision liée à (le recouvrement de) la charge d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p>
<p><b>BAIIA AJUSTÉ PROPORTIONNEL PRÉVU</b></p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté proportionnel annuel en additionnant le BAIIA ajusté prévu et la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part du montant net des autres produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex liée aux CIP.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu ».</p>
<p><b>ADMISSIBILITÉ AUX CIP ET AUX CRÉDITS D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT (« CII ») ET POINT DE BASCULEMENT ATTENDU DE LA PARTICIPATION AU PARTAGE FISCAL</b></p> <p>Pour certains projets en développement aux États-Unis, la Société a effectué des activités sur place et hors site dans le but de les rendre admissibles pour la pleine valeur des CIP ou des CII et ainsi d'obtenir des participations au partage fiscal. Pour évaluer l'admissibilité potentielle d'un projet, la Société tient compte des travaux de construction réalisés et du moment où ils ont été réalisés. Le point de basculement attendu pour les participations au partage fiscal est déterminé en fonction des PMLT et des produits de chaque projet et est assujéti en outre aux risques connexes mentionnés ci-dessus.</p>	<p>Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p>

# INFORMATION PROSPECTIVE

## Principales hypothèses

### INTENTION DE PAYER UN DIVIDENDE TRIMESTRIEL

La Société évalue le dividende annuel qu'il entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.

### COÛTS DE PROJETS ESTIMÉS, OBTENTION DES PERMIS PRÉVUE, DÉBUT DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION, TRAVAUX RÉALISÉS ET DÉBUT DE LA MISE EN SERVICE DES PROJETS EN DÉVELOPPEMENT OU DES PROJETS POTENTIELS

La Société peut faire (dans la mesure du possible) une estimation de la puissance installée potentielle, des coûts estimés, des modalités de financement et du calendrier de développement et de construction pour chaque projet en développement ou projet potentiel fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, en plus d'information sur les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts et du calendrier de construction fournis par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) dont les services ont été retenus pour le projet.

La Société fournit des indications tenant compte d'estimations sur sa position stratégique et sa position concurrentielle actuelles, ainsi que sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses projets en développement et de ses projets potentiels, que la Société évalue compte tenu de son expérience en tant que promoteur.

### INTENTION DE RÉPONDRE À DES APPELS D'OFFRES

La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des offres aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.

## Principaux risques et principales incertitudes

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu »

Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende

Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations

Exécution par les principales contreparties, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs

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

Capacité à obtenir les terrains appropriés

Obtention des permis

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

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

Inflation plus élevée que prévue

Approvisionnement en matériel

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement

Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement par capitaux propres

Risques d'ordre réglementaire et politique

Catastrophe naturelle et cas de force majeure

Relations avec les parties prenantes

Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers

Résultats du processus de demande de règlements d'assurance

Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable

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

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

Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants

Risques réglementaires et politiques

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

Capacité de conclure de nouveaux CAÉ

Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants

Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable

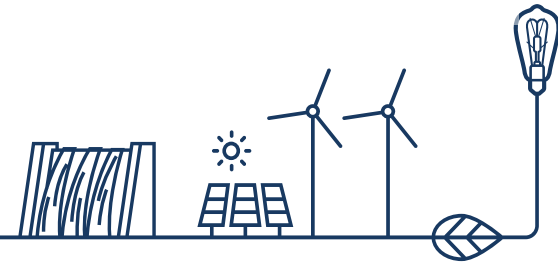
Relations avec les parties prenantes

# ORDRE DU JOUR

1. Faits saillants financiers du T4 2019
2. Résultats de fin d'année
3. Performance financière 2019
4. Événements financiers majeurs 2019
5. Réalisations 2019
6. Annonce avec Hydro-Québec
7. Autre événement subséquent
8. Priorités T1 2020
9. Performance financière prévue pour 2020
10. Période de questions

Note : Tous les montants dans cette présentation sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire

Annexe : Mesures non conformes aux IFRS

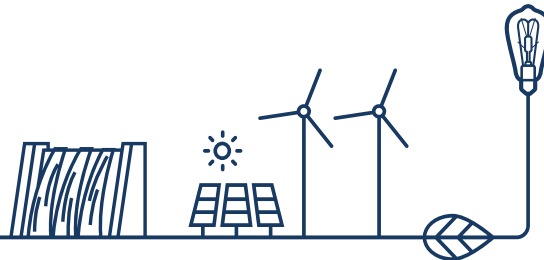




Énergie renouvelable.  
Développement durable.

# Jean-François Neault CPA, CMA, MBA

Chef de la direction financière



# 1. FAITS SAILLANTS FINANCIERS DU T4 2019

En millions de dollars canadiens Pour les activités poursuivies	Période de trois mois close le 31 décembre			Exercice clos le 31 décembre		
	2019	2018	Variation	2019	2018	Variation
<b>CONSOLIDÉS</b>						
Production (GWh)	1 793,8	1 396,1	28 %	6 509,6	5 086,5	28 %
Produits	143,1	138,3	4 %	557,0	481,4	16 %
BAlIA ajusté <sup>1</sup>	103,3	103,3	- %	409,2	352,2	16 %
Marge du BAlIA ajusté <sup>1</sup>	72,2 %	74,7 %		73,5 %	73,2 %	
<b>PROPORTIONNELS</b>						
Production proportionnelle <sup>1</sup> (GWh)	2 145,8	1 757,8	22 %	8 021,8	6 361,7	26 %
Produits proportionnels <sup>1</sup>	170,1	162,0	5 %	660,9	564,7	17 %
BAlIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	141,3	124,1	14 %	516,8	428,7	21 %

1. Le BAlIA ajusté, la marge du BAlIA ajusté, la production proportionnelle, les produits proportionnels et le BAlIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. Il y a lieu de se reporter à la section « Mesures non-IFRS » de cette présentation pour plus d'information.

# FINANCEMENT AU PARTAGE FISCAL (FPF) COMPTABILISÉ SOUS LES IFRS

- FPF comptabilisé à titre de prêts et emprunts à long terme
- Crédits d'impôt sur la production éolienne (CIP) comptabilisé à titre d'autres produits
- Crédit d'impôt à l'investissement solaire (CII) qui réduit les immobilisations corporelles
- Tous les autres attributs fiscaux alloués au FPF pour l'éolien et le solaire sont comptabilisés sous autres produits

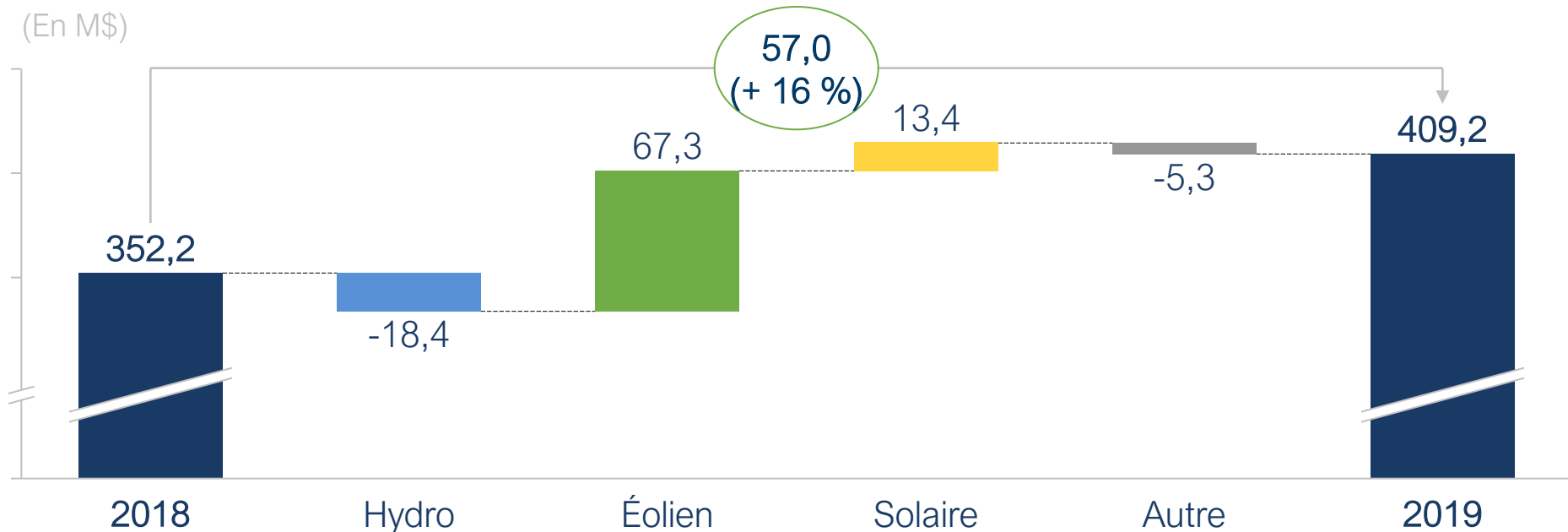
En millions de dollars canadiens

CONSOLIDÉS	Période de trois mois close le 31 décembre		
	Foard City	Phoebe	
Prêts et emprunts à long terme	285,4	53,2	(voir note 21 dans les États financiers consolidés)
Autres produits (CIP)			
Foard City (entièrement détenue)	11,2	-	
Shannon (proportionnel)	3,0	-	
Flat Top (proportionnel)	3,6	-	
<b>Total des autres produits (CIP)</b>	<b>17,8</b>	<b>-</b>	(Voir la section des Mesures non conformes aux IFRS dans le rapport de gestion)



## 2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | BAIIA AJUSTÉ <sup>1</sup>

(En M\$)



- Baisse des produits en Colombie-Britannique
- Baisse des produits générés par les centrales du Québec

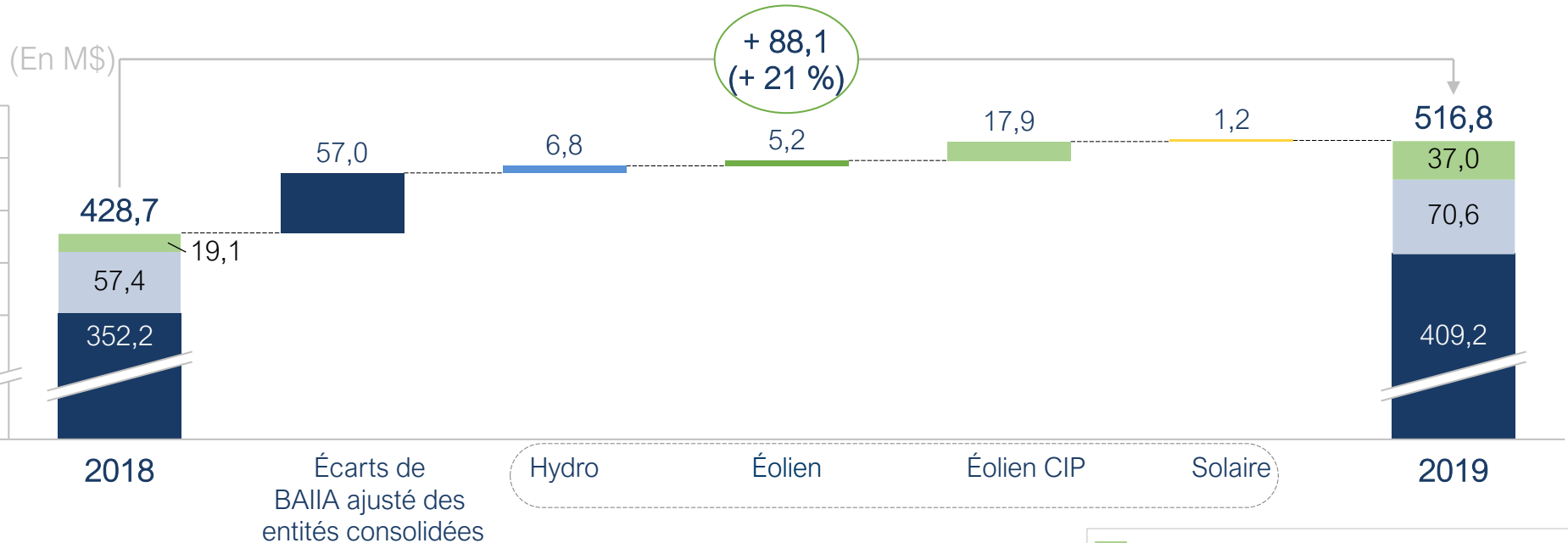


- + Acquisition de la participation restante dans Cartier
- + Augmentation des produits générés par les parcs éoliens en France
- + Mise en service de Foard City le 27 sept. 2019



- + Production graduelle et mise en service subséquente de Phoebe le 19 nov. 2019

## 2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | BAIIA AJUSTÉ PROPORTIONNEL<sup>1</sup>



- + Investissement dans Energía Llaima
- + Hausse de l'apport de Jimmie Creek et Toba Montrose



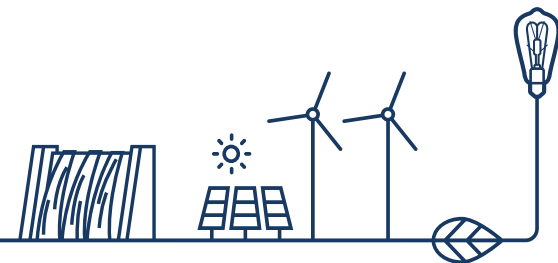
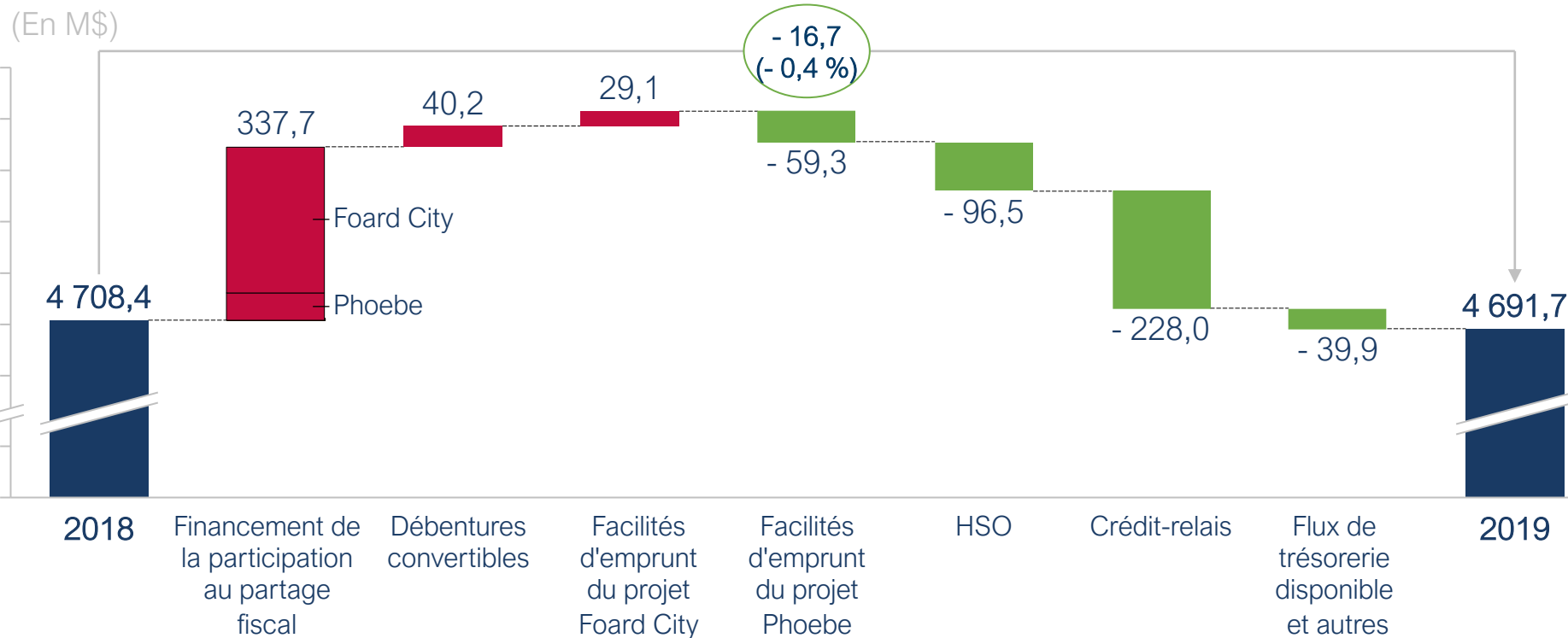
- + Augmentation des produits à Flat Top et Shannon
- + Hausse de l'apport de Dokie
- + Hausse de l'apport des CIP de Flat Top et Shannon et mise en service de Foard City
- Hausse globale des charges d'exploitation



- + Apport de Pampa Elvira (faisant partie de l'investissement dans Energía Llaima)



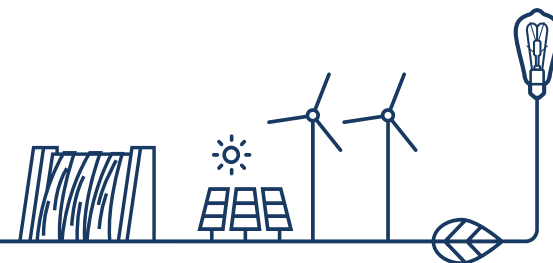
## 2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | VARIATION DE LA DETTE



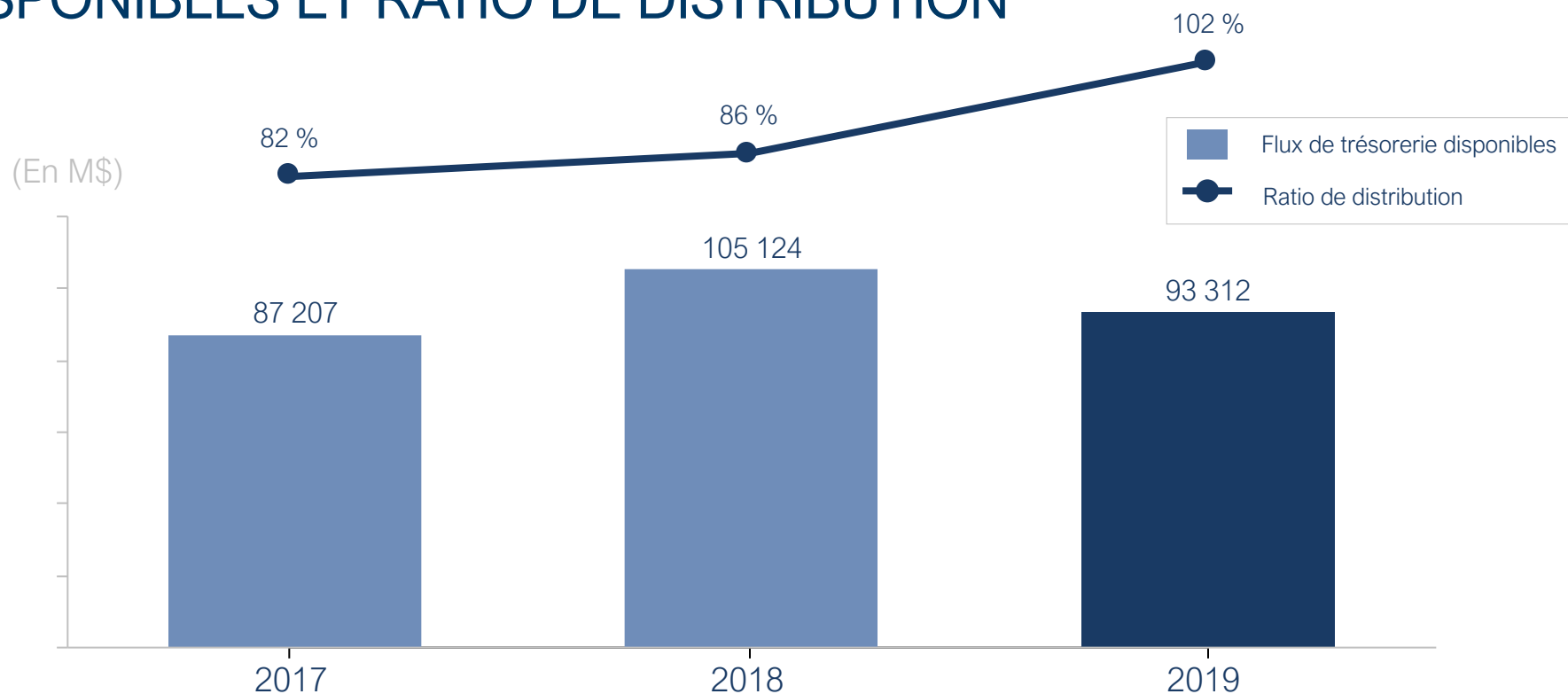
## 2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | FAITS SAILLANTS DE LA SITUATION FINANCIÈRE <sup>1</sup>

En millions de dollars canadiens	Au	31 DEC 2019	31 DEC 2018
Total de l'actif		6 372,1	6 516,2
Total du passif		5 756,8	5 574,1
Participations ne donnant pas le contrôle		10,9	312,8
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		604,4	629,3

1. Les éléments de la situation financière comprennent les actifs/passifs détenus en vue de la vente ainsi que les actifs/passifs des activités poursuivies. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Situation financière » du rapport de gestion



## 2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION<sup>1</sup>



Ratio de distribution

- Augmentation des paiements de dividendes provenant d'actions supplémentaires et augmentation du dividende trimestriel
- Diminution de 11,8 M\$ des flux de trésorerie disponibles

Flux de trésorerie disponibles

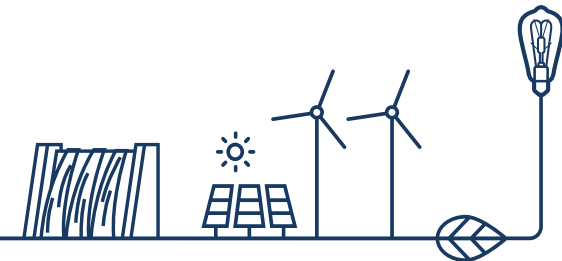
- Augmentation des remboursements prévus de capital de la dette
- Diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement
- ✚ Diminution des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle

### 3. PERFORMANCE FINANCIÈRE 2019

	PRÉVISIONS 2019 <sup>1</sup>	RÉEL 2019
Électricité produite	+ 10 %	+ 12 %
Produits	+ 7 %	+ 4 %
BAIIA ajusté <sup>2</sup>	+ 11 %	+ 10 %
BAIIA ajusté proportionnel <sup>2</sup>	+ 9 %	+ 15 %

<sup>1</sup>Ces prévisions ont été publiées lors de la Conférence téléphonique et webdiffusion – Vente des actifs islandais le 25 mars 2019

<sup>2</sup> Le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. Il y a lieu de se reporter à la section « Mesures non-IFRS » de cette présentation pour plus d'information.

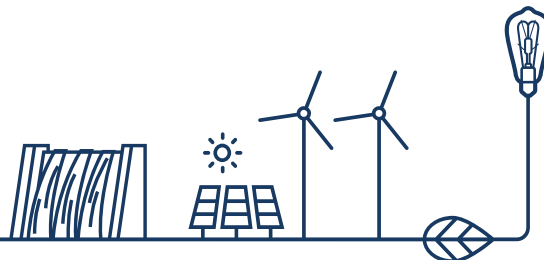




Énergie renouvelable.  
Développement durable.

**Michel Letellier, MBA**

Président et chef de la direction



# 5. RÉALISATIONS 2019

## CESSION D'ACTIFS

- **HS Orka** Le 23 mai 2019, Innergex a **annoncé la vente de sa filiale entièrement détenue Magma Sweden**, qui détient une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka de 297,9 M\$ US (401,5 M\$) après ajustements, à Jarðvarmi slhf, qui a exercé son droit de premier refus.

## DÉVELOPPEMENT

- **Yonne II** L'extension de 6,9 MW du parc éolien Yonne a reçu toutes les autorisations, et un CAÉ à prix fixe de 20 ans a été signé avec EDF. La clôture du financement est prévue pour le T1 2020 et **le début des travaux de construction est prévu pour le T2 2020.**
- **Hale Kuawehi** et **Paeahu** **Signature de deux CAÉ** pour nos projets solaires et de stockage par batteries à Hawaii (É.-U.)

## CONSTRUCTION

- **Hillcrest** **Signature d'un CAÉ à long terme** avec une société américaine ayant une cote d'investissement de première qualité
- **Innavik** Le CAÉ d'une durée de 40 ans a été approuvé par la Régie de l'énergie du Québec en décembre 2019, et **les travaux de construction devraient commencer au T2 2020**

## MISE EN SERVICE

- **Phoebe** La mise en service complète du **parc solaire de 250 MW** au Texas (É.-U.) a été atteinte le 19 novembre 2019
- **Foard City** La mise en service complète du **parc éolien de 350,3 MW** au Texas (É.-U.) a été atteinte le 27 septembre 2019



## 6. ANNONCE AVEC HYDRO-QUÉBEC

### ALLIANCE STRATÉGIQUE

**Engagement initial de 500 M\$**  
d'Hydro-Québec pour des  
investissements conjoints avec Innergex

**Utilisation avantageuse  
des produits** par Innergex

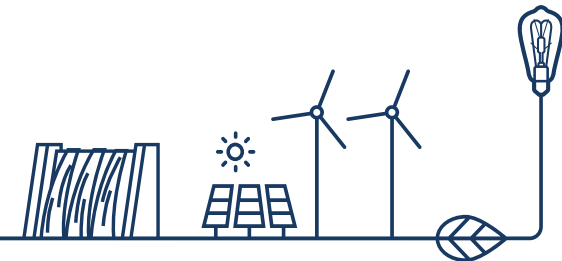
### PLACEMENT PRIVÉ

**Placement privé de 661 M\$** par  
Hydro-Québec dans Innergex

Hydro-Québec devient **l'actionnaire  
principal d'Innergex à  
hauteur de 19,9 %**

**Bilan renforcé et flexibilité financière accrue** pour la croissance future

**INNERGEX**



# 7. AUTRE ÉVÉNEMENT SUBSÉQUENT

## UN PROJET DE STOCKAGE EN FRANCE

- Un **projet de stockage de batteries lithium-ion de 9 MW** qui contribuera au marché des réserves primaire et secondaire en France
- Sera situé dans notre parc éolien Yonne, à côté de notre sous-station privée connectée au réseau public de transport d'électricité de RTE
- Un investissement d'environ **5 millions €**
- Le projet bénéficie d'un contrat à **prix fixe de 7 ans avec le RTE** pour la paiement relatif à la capacité

## 8. PRIORITÉS T1 2020

### CONSTRUCTION

**Poursuivre la construction** du projet solaire Hillcrest de 200 MW aux États-Unis et du projet hydroélectrique Innavik de 7,5 MW au Canada

### DÉVELOPPEMENT

- **Six projets en développement**
- Projets solaires aux **É.-U.**
- Projets éoliens et solaires en **France**
- Occasions de développement au **Chili**

### ALLIANCE STRATÉGIQUE

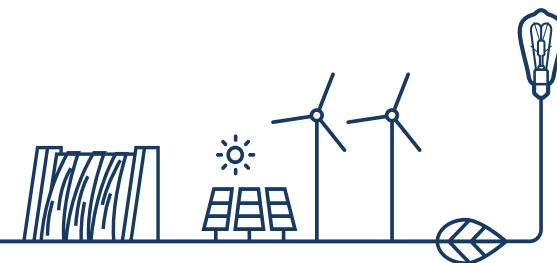
**Évaluer les opportunités stratégiques d'acquisitions potentielles avec Hydro-Québec** pour pénétrer de nouveaux marchés ou pour consolider notre position dans les régions où nous sommes déjà présents

# 9. PERFORMANCE FINANCIÈRE PRÉVUE POUR 2020<sup>1</sup>

	RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE 2019	PRÉVISIONS 2020
Électricité produite (GWh)	6 509,6	approx. + 25 %
Produits	557,0	approx. + 10 %
BAIIA ajusté <sup>2</sup>	409,2	approx. + 5 %
BAIIA ajusté proportionnel <sup>2</sup>	516,8	approx. + 10 %

1. Résultats financiers prévus sur la base des activités poursuivies

2. Le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. Il y a lieu de se reporter à la section « Mesures non-IFRS » de cette présentation pour plus d'information



**INNERGEX**

Énergie renouvelable.  
Développement durable.

PÉRIODE DE  
QUESTIONS



# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent document a été préparé en conformité avec les IFRS. Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent document 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 de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. De plus, ces indicateurs facilitent la comparaison des résultats pour 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, le BAIIA ajusté proportionnel, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le bénéfice net (la perte nette) ajusté découlant des activités poursuivies, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

## Produits proportionnels

Les références à la « quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent les participations d'Innergex dans les produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Les lecteurs sont avisés que la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex ne doit pas être considérée comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS.

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. 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 les produits proportionnels ne doivent pas être considérés comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation ».

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<b>Produits</b>	143 116	138 252	557 042	481 418
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)¹	3 087	2 911	28 257	26 174
Shannon (50 %)¹	4 071	2 134	9 629	6 967
Flat Top (51 %)²	6 142	2 550	12 447	7 679
Dokie (25,5 %)¹	3 832	3 382	9 297	8 061
Jimmie Creek (50,99 %)¹	955	1 208	10 929	9 775
Umbata Falls (49 %)	1 256	1 681	4 029	4 635
Viger-Denonville (50 %)	1 472	1 663	5 647	5 862
Duqueco (50 %)³,⁴	5 036	6 896	19 535	12 019
Guayacán (50 %)³,⁴	532	890	2 011	1 213
Pampa Elvira (50 %)³,⁴	612	471	2 118	883
	26 995	23 786	103 899	83 268
<b>Produits proportionnels</b>	170 111	162 038	660 941	564 686

1. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.

2. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 23 mars 2018 au 31 décembre 2018.

3. Innergex détient une participation de 50 % dans Energia Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).

4. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et pour la période allant du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 31 décembre 2018.

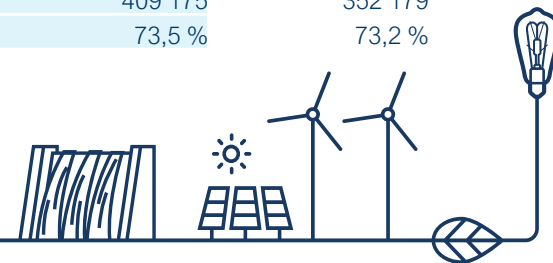
# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

## BAIIA ajusté et marge du BAIIA ajusté

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net découlant des activités poursuivies auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres (produits) charges, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers. Le montant net des autres produits liés aux CIP est inclus dans le BAIIA ajusté. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.

Les références à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent document visent le BAIIA ajusté divisé par les produits. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société.

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies	(48 049)	18 816	(53 026)	26 215
Charge d'impôt sur le résultat	117 687	26 666	118 851	27 245
Charges financières	61 062	55 020	231 766	195 834
Amortissements	53 021	42 285	194 579	151 256
Dépréciation de frais de développement de projets	8 184	—	8 184	—
BAIIA	183 721	142 787	500 354	400 550
Autres (produits) charges, montant net	(102 004)	6 864	(104 643)	12 183
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(27 276)	(37 320)	(36 469)	(47 596)
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	40 708	(9 061)	49 933	(12 958)
BAIIA ajusté	103 333	103 270	409 175	352 179
Marge du BAIIA ajusté	72,2 %	74,7 %	73,5 %	73,2 %



# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

## BAIIA ajusté proportionnel

Les références à la « quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent les participations d'Innergex dans le BAIIA ajusté des coentreprises et des 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 et la quote-part d'Innergex du montant net des autres produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation liés aux CIP. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté proportionnel ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du rapport de gestion.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, lors de la mise en service du projet éolien Foard City, la mesure du BAIIA ajusté proportionnel a été modifiée pour refléter la génération des CIP des parcs éoliens de la Société et des parcs éoliens des coentreprises et des entreprises associées. Les CIP sont un facteur important de la performance financière d'un projet éolien aux États-Unis et ont été un élément important pour déterminer la faisabilité économique de ces projets. Actuellement, ils servent en grande partie au remboursement de capital du financement de partage fiscal de la Société.

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<b>BAIIA ajusté</b>	103 333	103 270	409 175	352 179
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :				
Toba Montrose (40 %)¹	1 667	1 326	21 713	20 209
Shannon (50 %)¹	2 992	985	4 229	2 804
Flat Top (51 %)²	5 094	894	5 805	2 707
Dokie (25,5 %)¹	3 221	2 804	7 020	6 109
Jimmie Creek (50,99 %)¹	383	747	8 661	8 142
Umbata Falls (49 %)	1 056	1 559	3 234	4 189
Viger-Denonville (50 %)	1 147	1 389	4 565	4 834
Duqueco (50%)³,⁴	3 901	4 894	13 016	8 027
Guayacán (50 %)³,⁴	365	557	1 387	595
Pampa Elvira (50 %)³,⁴	289	(182)	954	(244)
	20 115	14 973	70 584	57 372
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :				
Foard City	11 238	—	11 238	—
Shannon (50 %)¹	3 017	2 546	11 323	9 657
Flat Top (51 %)²	3 581	3 291	14 499	9 476
	17 836	5 837	37 060	19 133
<b>Adjusted EBITDA Proportionate</b>	<b>141 284</b>	<b>124 080</b>	<b>516 819</b>	<b>428 684</b>

1. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.

2. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 23 mars 2018 au 31 décembre 2018.

3. Innergex détient une participation de 50 % dans Energia Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).

4. Pour une période de trois mois complète en 2019 et en 2018, et pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 ainsi que pour la période allant du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 31 décembre 2018.



# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

## **Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies**

Les références à « bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies » visent le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités poursuivies de la Société auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : (profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers, (profit réalisé) perte réalisée sur instruments financiers, charge (économie) d'impôt liée aux éléments ci-dessus, et quote-part (du profit net latent) de la perte nette latente sur les instruments financiers dérivés des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques. La comptabilisation des dérivés selon les IFRS exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché et que les variations de la valeur de marché des instruments dérivés pour lesquels la comptabilité de couverture n'est pas appliquée soient inscrites au compte de résultat. L'application de cette norme comptable donne lieu à une volatilité importante des résultats découlant de l'utilisation des dérivés. Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies de la Société vise à éliminer l'incidence des règles de l'évaluation à la valeur de marché sur les instruments financiers dérivés sur les résultats de la Société. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » pour obtenir le rapprochement du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies.

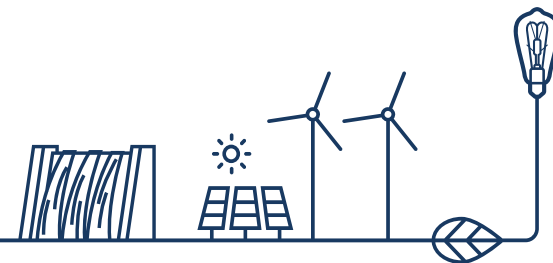
## **Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution**

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, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de la Société de générer des liquidités à long terme telles que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) 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. 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 à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Les lecteurs sont avisés que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » pour le rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

Les références aux « flux de trésorerie disponibles ajustés » visent les flux de trésorerie disponibles, exclusion faite des charges liées aux projets potentiels et d'éléments non récurrents.

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 à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance.

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



# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

	Périodes de douze mois closes les 31 décembre	
	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	240 065	209 390
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(25 633)	11 019
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(8 752)	(9 652)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(128 691)	(86 079)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup>	(12 679)	(27 984)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	266	8 280
Perte finale sur les swaps de taux d'intérêt désignés comme des couvertures de flux de trésorerie	4 145	6 092
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe <sup>4</sup>	11 697	—
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 <sup>3</sup>	8 242	—
Impôt payé sur le profit intersociétés réalisé	10 594	—
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>93 312</b>	<b>105 124</b>
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	95 046	90 215
Ratio de distribution	102%	86%
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>		
Charges liées aux projets potentiels	12 905	16 719
<b>Flux de trésorerie disponibles ajustés</b>	<b>106 217</b>	<b>121 843</b>
<b>Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD</b>	<b>93 422</b>	<b>80 497</b>
<b>Ratio de distribution ajusté</b>	<b>88%</b>	<b>66%</b>

- 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.
- Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications de normes comptables » du rapport de gestion du quatrième trimestre 2019.
- La vente de HS Orka a permis le recouvrement de dépenses en immobilisations liées à l'entretien et de 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.
- Compte tenu de leur occurrence limitée (sur la période contractuelle résiduelle de 2 ans), 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.

# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

## Indicateurs de rendement clés liés à la production

### Production proportionnelle

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

Les références à la « production proportionnelle » dans le présent document visent la production, plus la quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » du rapport de gestion.

Périodes de trois mois closes les 31 décembre						
	2019			Production (MWh)	2018 PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT			
(en MWh)						
<b>Production</b>	1 793 803	1 935 082	93 %	1 396 066	1 399 745	100 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)	25 902	31 318	83 %	24 279	31 318	78 %
Shannon (50 %)	91 956	92 696	99 %	82 718	92 696	89 %
Flat Top (51 %)	109 055	117 260	93 %	106 859	117 260	91 %
Dokie (25,5 %)	30 923	22 814	136 %	26 301	22 814	115 %
Jimmie Creek (50,99 %)	5 659	6 854	83 %	7 135	6 854	104 %
Umbata Falls (49 %)	16 656	16 188	103 %	22 306	16 188	138 %
Viger-Denonville (50 %)	9 740	10 150	96 %	11 058	10 150	109 %
Duqueco (50 %) <sup>1</sup>	52 591	58 081	91 %	69 692	58 081	120 %
Guayacán (50 %) <sup>1</sup>	6 212	7 530	82 %	8 155	7 530	108 %
Pampa Elvira (50 %) <sup>1</sup>	3 302	3 685	90 %	3 203	3 685	87 %
	351 996	366 576	96 %	361 706	366 576	99 %
<b>Production proportionnelle</b>	2 145 799	2 301 658	93 %	1 757 772	1 766 321	100 %

1. Innergex détient une participation de 50 % dans Energía Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).

# MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Exercices clos les 31 décembre						
	2019			Production (MWh)	2018	
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT		PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
<b>Production</b>	6 509 622	6 770 170	96 %	5 086 497	5 283 616	96 %
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :						
Toba Montrose (40 %)	269 684	285 545	94 %	262 318	281 678	93 %
Shannon (50 %) <sup>1,3</sup>	344 892	356 903	97 %	308 911	323 319	96 %
Flat Top (51 %) <sup>2,3</sup>	441 528	444 975	99 %	312 408	339 956	92 %
Dokie (25,5 %) <sup>1</sup>	75 723	77 261	98 %	68 702	67 363	102 %
Jimmie Creek (50,99 %) <sup>1</sup>	93 603	84 904	110 %	88 504	84 594	105 %
Umbata Falls (49 %)	53 291	53 459	100 %	59 498	53 459	111 %
Viger-Denonville (50 %)	37 366	36 200	103 %	38 981	36 200	108 %
Duqueco (50 %) <sup>4,5</sup>	161 752	166 525	97 %	117 270	111 850	105 %
Guayacán (50 %) <sup>4,5</sup>	21 197	23 688	89 %	12 145	11 786	103 %
Pampa Elvira (50 %) <sup>4,5</sup>	13 100	14 398	91 %	6 499	7 238	90 %
	1 512 136	1 543 858	98 %	1 275 236	1 317 443	97 %
<b>Production proportionnelle</b>	8 021 758	8 314 028	96 %	6 361 733	6 601 059	96 %

(en MWh)

## Production

Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :

Toba Montrose (40 %)

Shannon (50 %)<sup>1,3</sup>

Flat Top (51 %)<sup>2,3</sup>

Dokie (25,5 %)<sup>1</sup>

Jimmie Creek (50,99 %)<sup>1</sup>

Umbata Falls (49 %)

Viger-Denonville (50 %)

Duqueco (50 %)<sup>4,5</sup>

Guayacán (50 %)<sup>4,5</sup>

Pampa Elvira (50 %)<sup>4,5</sup>

## Production proportionnelle

1. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 6 février 2018 au 31 décembre 2018.

2. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et du 23 mars 2018 au 31 décembre 2018.

3. La participation correspond à la participation de commanditaire dans Shannon et Flat Top. Toutefois, les investisseurs participant au partage fiscal détiennent la totalité des participations au partage fiscal.

4. Innergex détient une participation de 50 % dans Energia Llaima, qui détient les installations Guayacán (participation de 69,47 %) et Pampa Elvira (participation de 55 %) ainsi que Duqueco, qui comprend les installations Mampil (participation de 100 %) et Peuchén (participation de 100 %).

5. Pour la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 et pour la période allant du 3 juillet 2018 ou du 5 juillet 2018 au 31 décembre 2018.

