

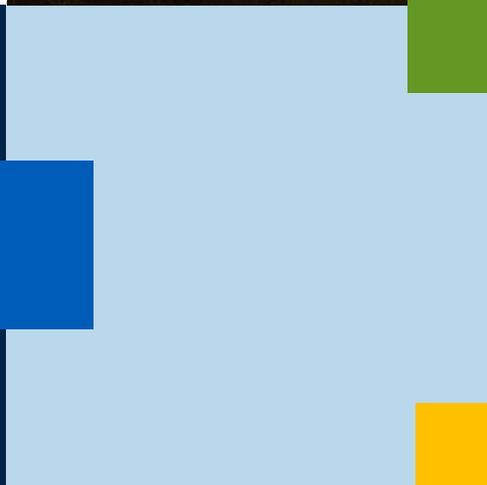
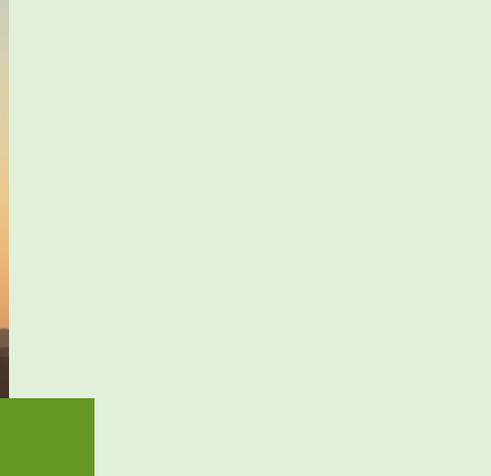


Énergie renouvelable.
Développement durable.

QUATRIÈME TRIMESTRE ET FIN D'EXERCICE 2018

Conférence téléphonique et
webdiffusion

28 février 2019





INFORMATION PROSPECTIVE

INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent communiqué contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « à l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticiper », « 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.

L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production, les produits, le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel prévus afin d'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 et 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.

L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par Innergex, à propos notamment, sans s'y limiter, du rendement des projets, de la conjoncture économique et financière, des conditions du marché des capitaux, 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, de l'obtention des approbations réglementaires et de la cession de certains actifs. Bien qu'Innergex soit d'avis que les attentes et les hypothèses sur lesquelles l'information prospective est fondée sont 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 qui figure dans le présent document est donnée à la date des présentes et Innergex ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information prospective pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieures à la date du présent document ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Comme les énoncés prospectifs concernent des circonstances ou des événements futurs, ils comportent, de par leur nature, des risques et des incertitudes intrinsèques. L'information prospective suppose des risques et des incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats ou le rendement réels soient sensiblement différents de ceux exprimés, sous-entendus ou présentés par l'information prospective. Ces risques et incertitudes comprennent, sans s'y limiter : les risques liés à la capacité d'Innergex à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires (y compris par l'entremise de la cession éventuelle d'actifs choisis) et à 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, des ressources géothermiques, des régimes éoliens et solaires; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; 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; l'incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions (y compris l'acquisition des parcs éoliens Cartier); la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; les fluctuations du taux de change; le fait que les produits provenant de certaines installations vont fluctuer en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité.

Le tableau ci-dessous présente les informations prospectives contenues dans ce document, 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

PRODUCTION PRÉVUE

Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (PMLT). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires, et pour les centrales d'énergie géothermique, les ressources géothermiques passées, l'épuisement des ressources géothermiques au fil du temps, la technologie utilisée et la perte d'énergie potentielle avant la livraison. 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. 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 (Dokie, East Toba, Flat Top, Guyacán, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).

Principaux risques et principales incertitudes

Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe
Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et des ressources géothermiques
Risques liés aux ressources géothermiques
Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues
Catastrophes naturelles et cas de force majeure
Risques politiques et réglementaires affectant la production
Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production
Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes
Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport
Litiges



INFORMATION PROSPECTIVE

Principales hypothèses

Principaux risques et principales incertitudes

PRODUITS PRÉVUS

Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris 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. Les produits des installations de HS Orka fluctuent également en fonction du prix de l'aluminium, puisque certains des CAÉ sont liés à ce prix. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. 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. Cette consolidation exclut les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »
 Dépendance envers diverses formes de CAÉ
 Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité
 Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité
 Changements dans la conjoncture économique générale
 Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants

BAIIA AJUSTÉ PRÉVU

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. Le BAIIA ajusté consolidé exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville). 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 prévu ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.

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

BAIIA AJUSTÉ PROPORTIONNEL PRÉVU

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 d'Innergex (Dokie, East Toba, Flat Top, Guayacan, Jimmie Creek, Mampil, Montrose Creek, Pampa Elvira, Peuchén, Shannon, Umbata Falls et Viger-Denonville).

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

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES PRÉVUS ET INTENTION DE PAYER UN DIVIDENDE TRIMESTRIEL

La Société estime les flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien estimées déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont 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. 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.

Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »
 Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement
 Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures
 Charges d'entretien imprévues
 Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende.



INFORMATION PROSPECTIVE

Principales hypothèses

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.

CESSION ÉVENTUELLE DE CERTAINS ACTIFS

La capacité de la Société à recenser les acquéreurs potentiels pour certains actifs de la Société et sa capacité à évaluer et à réaliser la valeur de ces actifs dans le cadre d'une cession et au moment de la réalisation de la transaction.

Principaux risques et principales incertitudes

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
Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable
Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants
Relations avec les parties prenantes
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
Relations avec les parties prenantes
Risques d'ordre réglementaire et politique
Catastrophe naturelle
Capacité de la Société de 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
Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers
Résultats du processus de demande de règlements d'assurance

Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires
Risques d'ordre réglementaire et politique
Rendement des contreparties
Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures
Fluctuation affectant les prix éventuels de l'électricité
Variations des régimes hydrologiques, des ressources géothermiques et des régimes éoliens et solaires.
Incapacité de réaliser les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures (y compris l'acquisition des parcs éoliens Cartier)
Capacité de lever des capitaux supplémentaires et état du marché des capitaux
Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement



ORDRE DU JOUR

1. Faits saillants financiers T4
 2. Résultats de fin d'année
 3. Performance financière 2018
 4. Activités de financement 2018
 5. Faits saillants des activités d'exploitation T4
 6. Réalisations de 2018
 7. Priorités 2019
 8. Performance financière prévue pour 2019
 9. Période de questions
- Annexe: mesures non conformes aux IFRS

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





JEAN-FRANÇOIS NEAULT, CPA, CMA, MBA

CHEF DE LA DIRECTION FINANCIÈRE





1. FAITS SAILLANTS FINANCIERS T4

En millions de dollars canadiens	Période de 3 mois close le 31 décembre			Exercice clos le 31 décembre		
	2018	2017	Variation	2018	2017	Variation
	Montants retraités ¹			Montants retraités ¹		
Production (GWh)	1 748	1 106	+ 58 %	6 283	4 394	+ 43 %
Produits	166,2	108,0	+ 54 %	576,6	400,3	+ 44 %
BAIIA ajusté ²	113,2	80,1	+ 41 %	385,1	298,7	+ 29 %
Marge du BAIIA ajusté ²	68,1 %	74,1 %		66,8 %	74,6 %	
BAIIA ajusté proportionnel ²	133,0	83,2	+ 60 %	459,1	308,3	+ 49 %
Bénéfice net	14,0	3,5	+ 297 %	25,7	19,1	+ 34 %
Bénéfice net ajusté ²	13,0	3,9	+ 239 %	27,0	15,7	+ 72 %

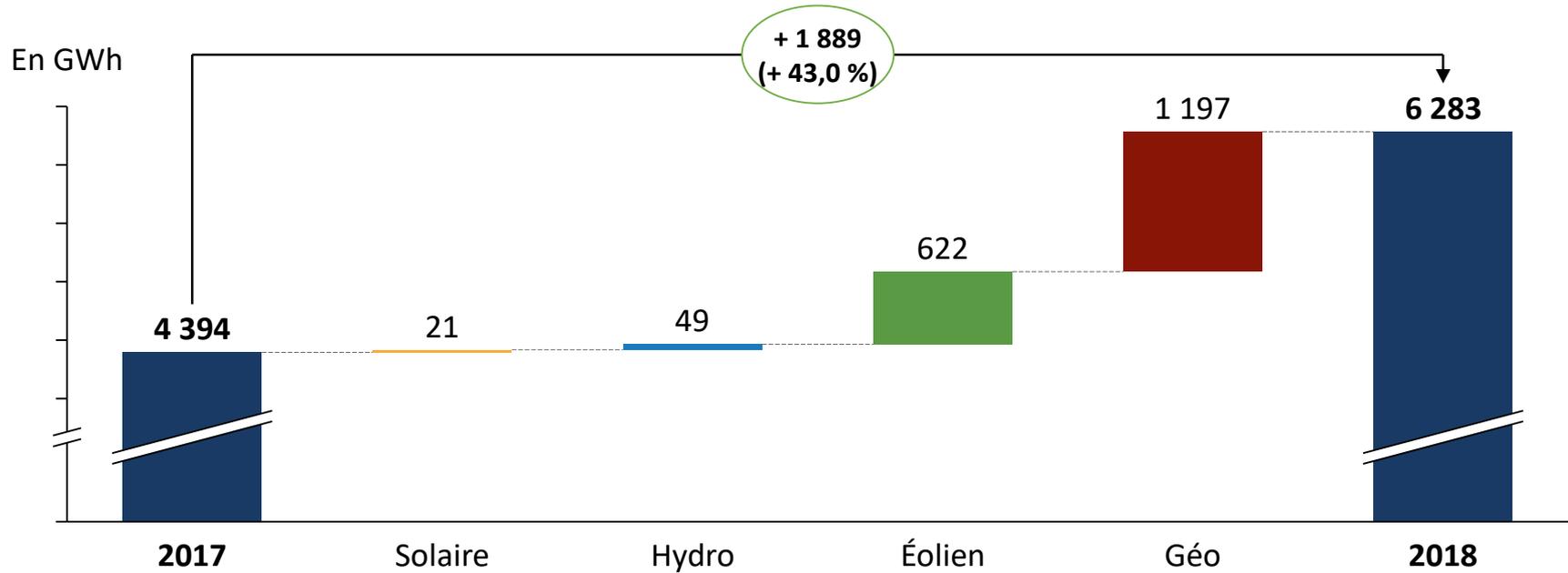
1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du quatrième trimestre et de l'exercice 2018

2. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel et le bénéfice net ajusté 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.





2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | PRODUCTION



ÉOLIEN

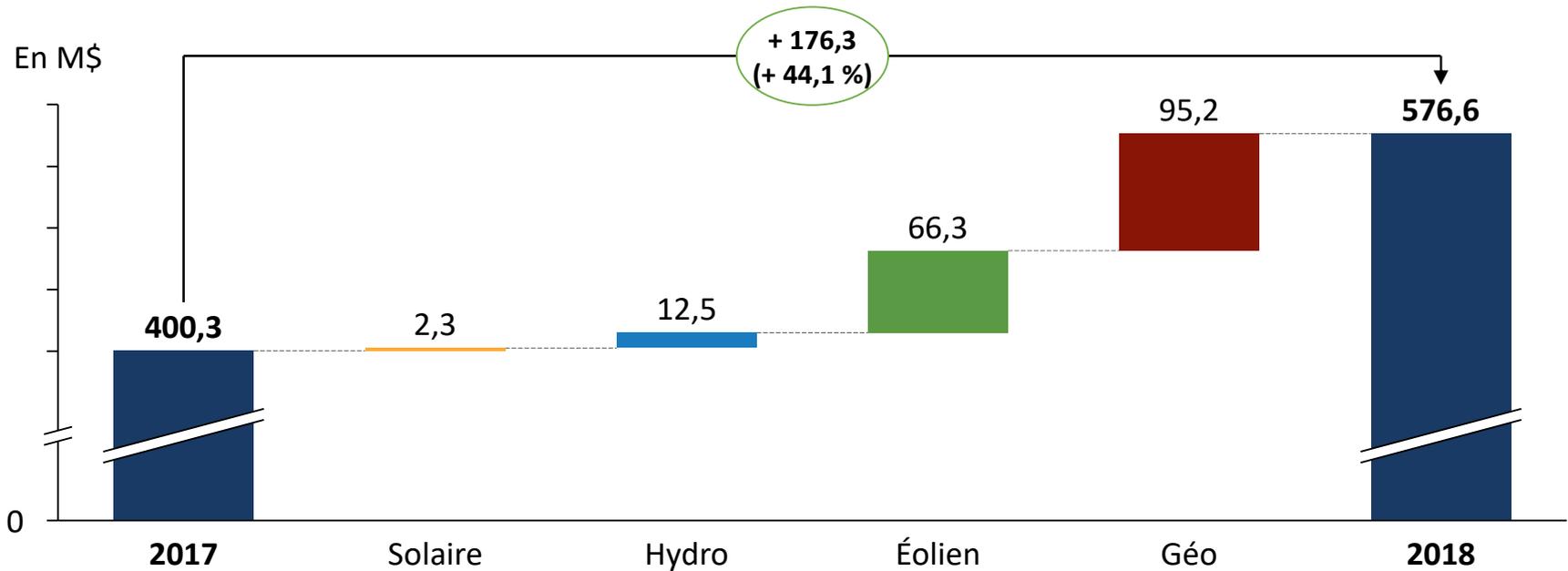
Principalement en raison de l'acquisition de parcs éoliens français en 2017 et de l'acquisition de la participation restante de 62 % dans les parcs éoliens de Cartier

GÉO

Nouveau segment grâce à l'acquisition d'Alterra Power Corp.



2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | PRODUITS



ÉOLIEN

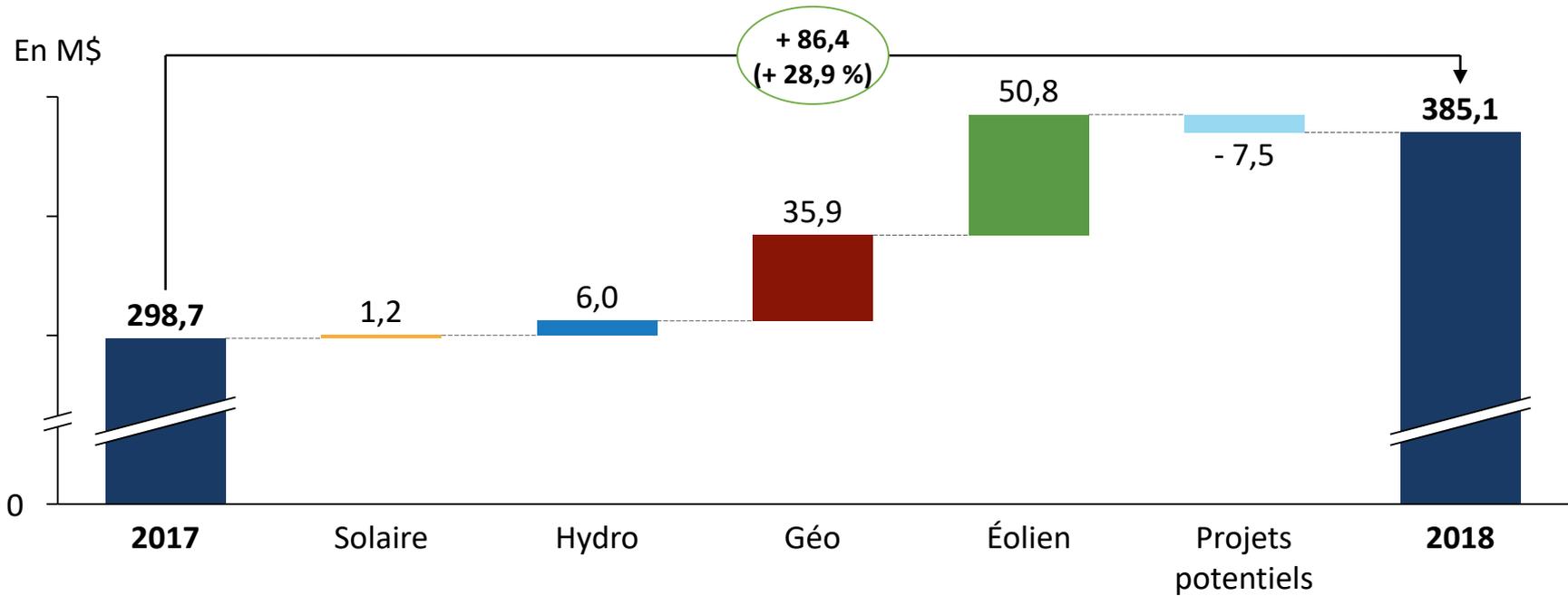
Principalement en raison de l'acquisition de parcs éoliens français en 2017 et de l'acquisition de la participation restante de 62 % dans les parcs éoliens de Cartier

GÉO

Nouveau segment grâce à l'acquisition d'Alterra Power Corp.



2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | BAIIA AJUSTÉ



ÉOLIEN

Principalement en raison de l'acquisition de parcs éoliens français en 2017 et de l'acquisition de la participation restante de 62 % dans les parcs éoliens de Cartier

GÉO

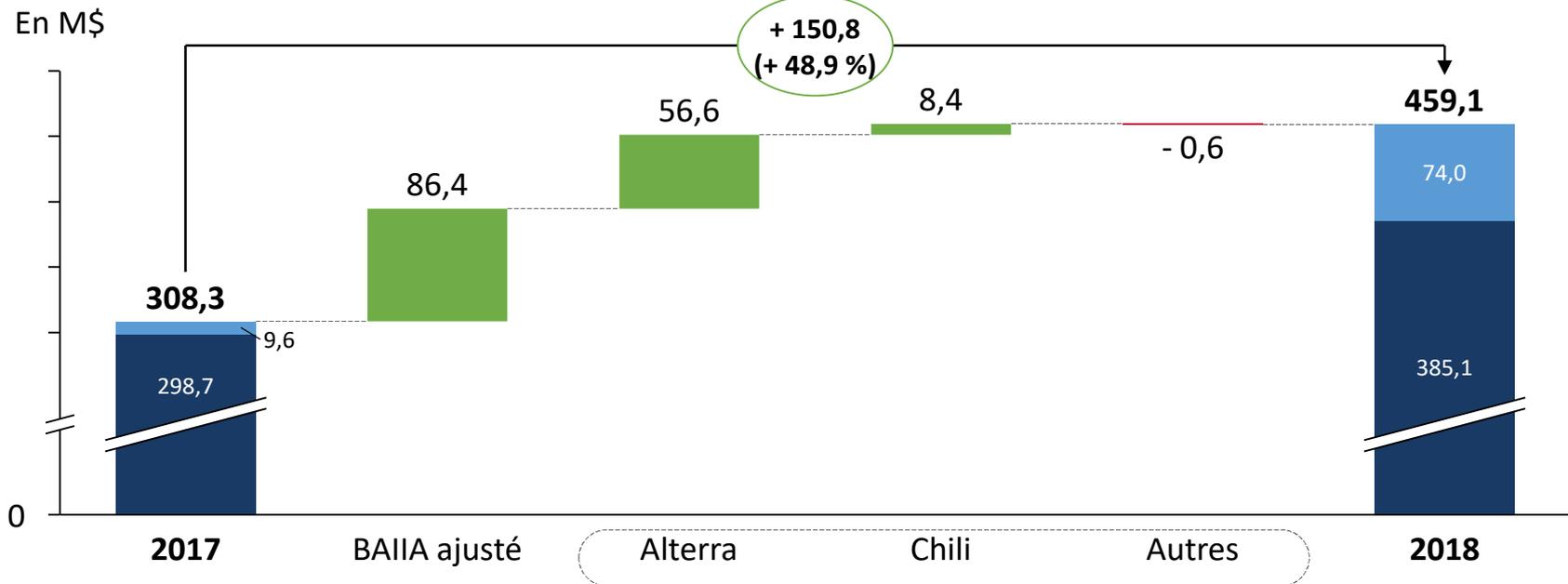
Nouveau segment grâce à l'acquisition d'Alterra Power Corp.

PROJETS POTENTIELS

Exploration d'occasions au Canada et sur les marchés internationaux



2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | BAIIA AJUSTÉ PROPORTIONNEL



■ Participation d'Innertex dans le BAIIA ajusté de coentreprises
■ BAIIA ajusté

- ALTERRA**
- CHILI**
- AUTRES**

Shannon, Flat Top, Blue Lagoon, Toba Montrose, Dokie, Jimmie Creek

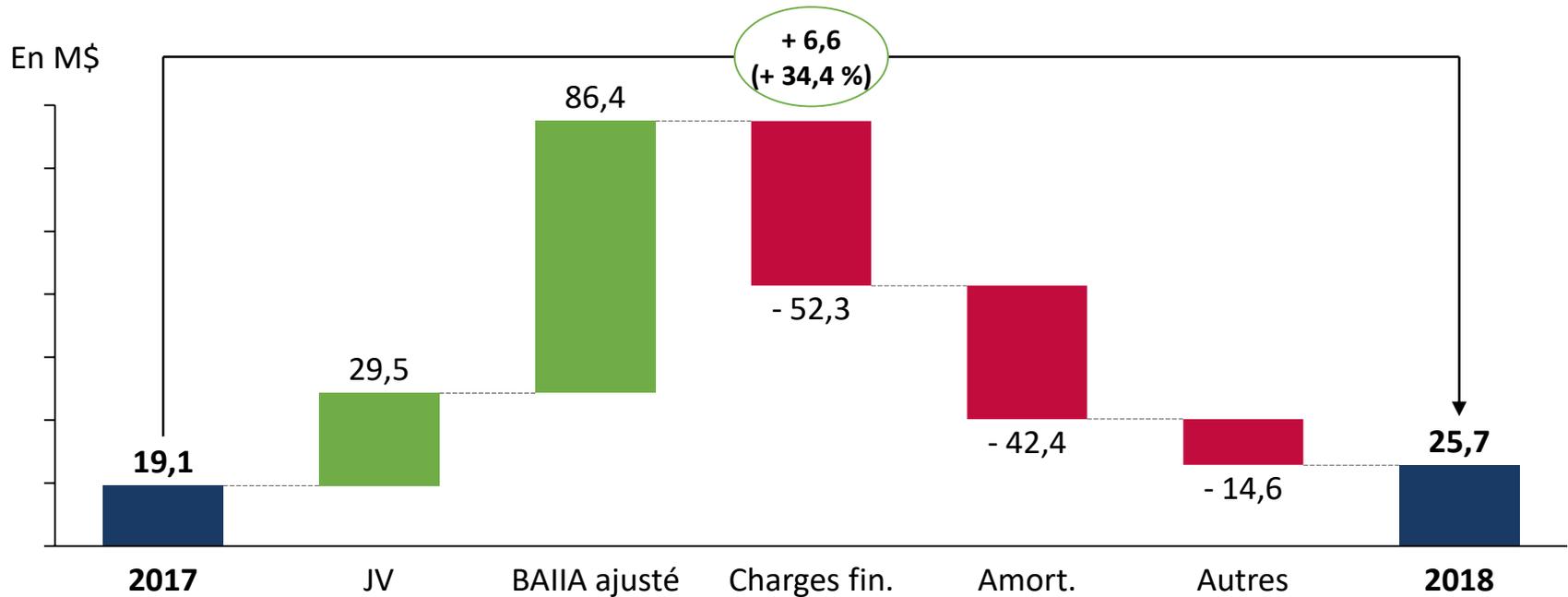
Energía Llaima

Umbata Falls, Viger-Denonville





2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | BÉNÉFICE NET



CHARGES FINANCIÈRES

Acquisitions de 2018 et placement de débentures, partiellement contrebalancés par la baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel

AMORTISSEMENTS

Acquisitions de 2018 et 2017, mise en service de Upper Lillooet River et Boulder Creek en 2017

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du quatrième trimestre et de l'exercice 2018





2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | FAITS SAILLANTS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

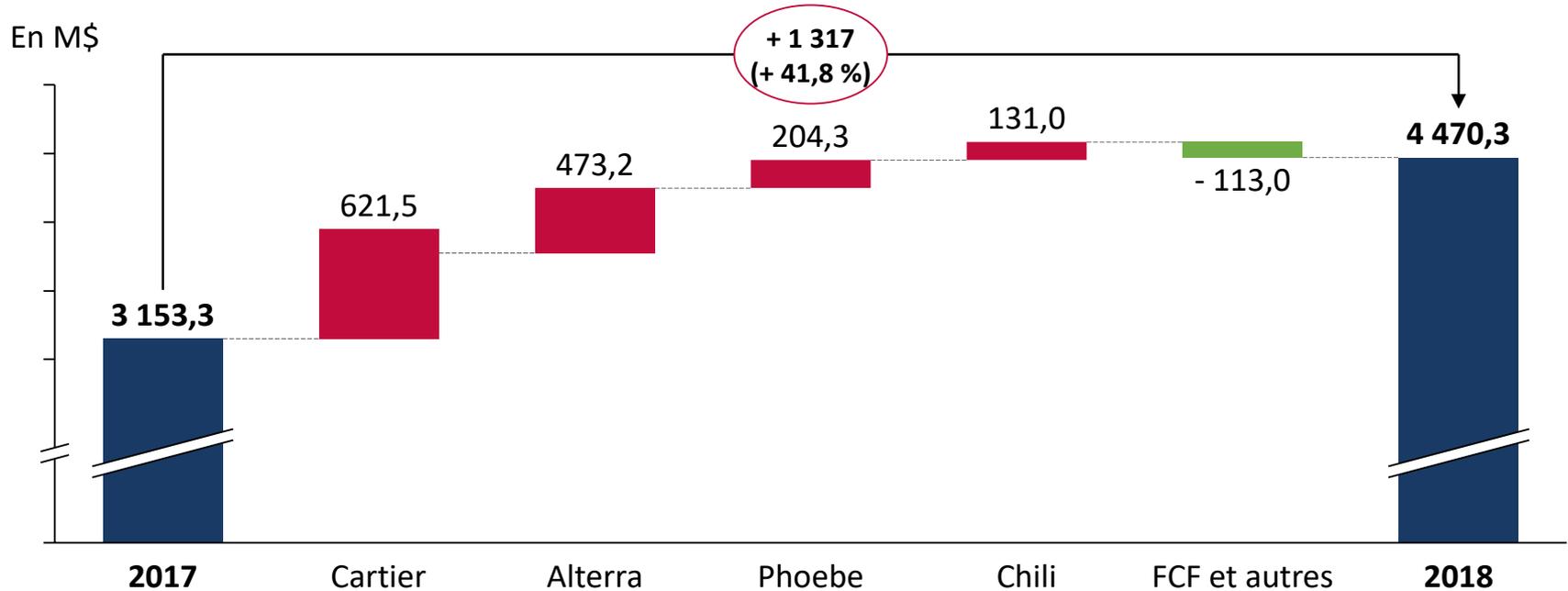
	Au	31 DÉC 2018	31 DÉC 2017 MONTANTS RETRAITÉS ¹
En millions de dollars canadiens			
Total de l'actif		6 481,3	4 190,5
Total du passif		5 521,7	3 737,2
Participations ne donnant pas le contrôle		329,8	14,9
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		629,8	438,4

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du quatrième trimestre et de l'exercice 2018



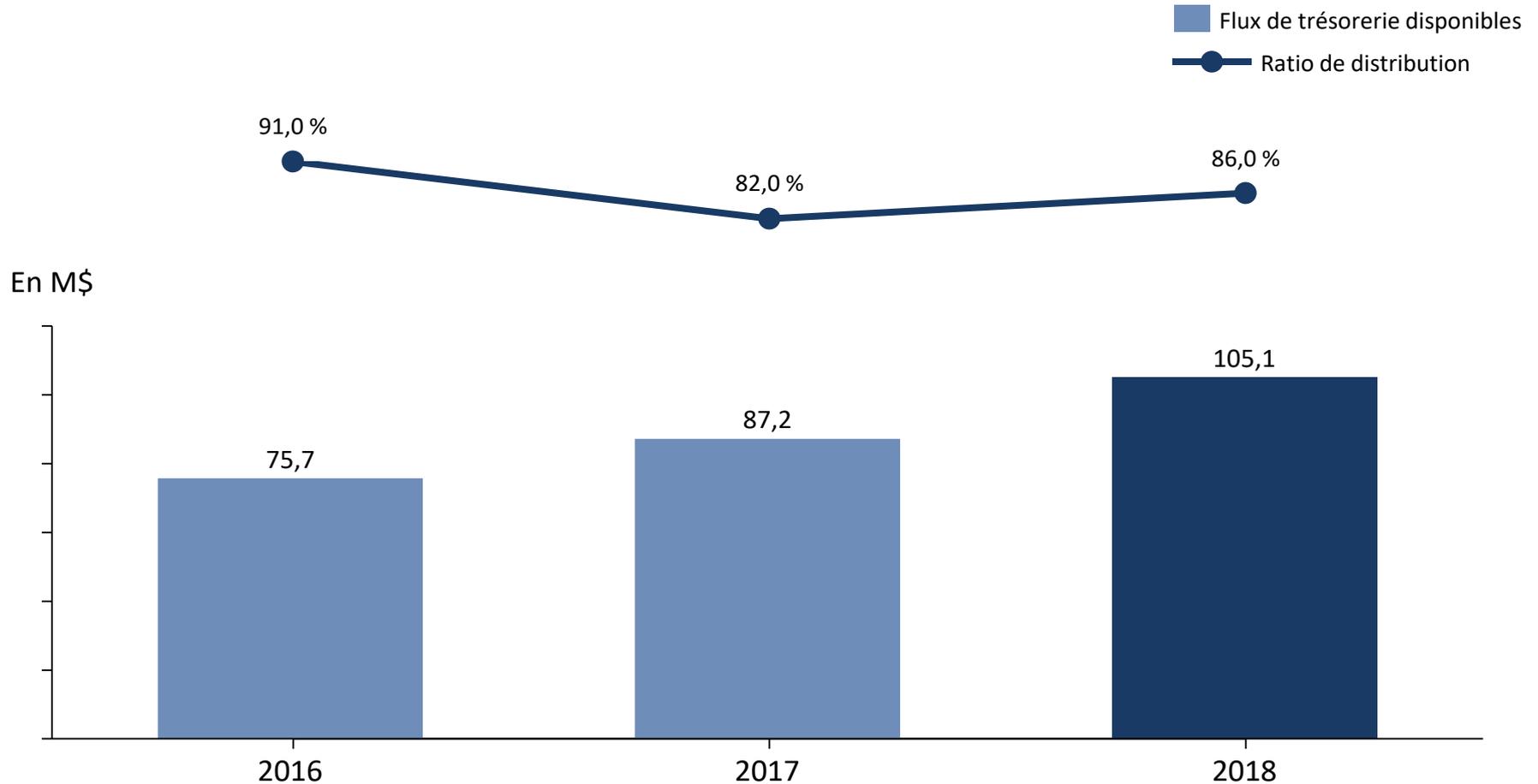


2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | VARIATION DE LA DETTE





2. RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE | FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION



1. Le Flux de trésorerie et le ratio de distribution 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.



3. PERFORMANCE FINANCIÈRE 2018

	PRÉVISIONS 2018 ¹	RÉEL 2018	
Électricité produite	+ 41 %	+ 43 %	<input checked="" type="checkbox"/>
Produits	+ 40 %	+ 44 %	<input checked="" type="checkbox"/>
BAIIA ajusté ²	+ 27 %	+ 29 %	<input checked="" type="checkbox"/>
BAIIA ajusté proportionnel ²	+ 43 %	+ 49 %	<input checked="" type="checkbox"/>
Flux de trésorerie disponibles	+ 35 %	+ 21 %	<input type="checkbox"/>

L'acquisition des parcs éoliens de Cartier en octobre 2018 a eu une incidence positive sur les résultats de 2018.

¹Ces estimations ont été publiées dans le Rapport annuel 2017 le 21 février 2018 et reflètent l'acquisition d'Alterra réalisée le 6 février 2018 et la contribution du parc éolien Flat Top à la fin du premier trimestre de 2018. Elles excluaient toute acquisition potentielle ou autres occasions de développement.

²Le BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel et le bénéfice net ne sont pas des mesures reconnues en vertu des IFRS et pourraient donc ne pas être comparables à ceux présentés par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la section "Mesures non conformes aux IFRS" de cette présentation pour plus d'informations.





MICHEL LETELLIER, MBA

PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION





5. FAITS SAILLANTS DES ACTIVITÉS D'EXPLOITATION T4

EXPLOITATION

- Progrès pour surmonter les difficultés suivant la mise en service du projet hydroélectrique Upper Lillooet en C.-B.
- Bonne progression de l'intégration de l'équipe et des activités d'exploitation de Cartier

CONSTRUCTION

- Le projet solaire Phoebe est sur la bonne voie et respecte son budget
- Le projet éolien Foard City connaît des retards dans l'obtention de certains permis spécifiques, ce qui pourrait affecter la taille du projet et la date de mise en service commerciale

DÉVELOPPEMENT

- Signature de deux contrats d'achat d'électricité pour deux projets solaires avec stockage d'énergie par batteries à Hawaii (date de mise en service commerciale prévue en 2022)
- Le projet solaire Hillcrest en Ohio progresse bien avec la conclusion d'accords d'interconnexion, de construction ainsi que de droits de propriété foncière

ACQUISITIONS

- L'acquisition des parcs éoliens et des entités d'exploitation de Cartier a été complétée
- Financement intéressant obtenu pour 4 parcs éoliens, dépassant les attentes initiales de 69 M\$



6. RÉALISATIONS DE 2018



1

Innergex a signé un **CAÉ de 12 ans** pour son projet éolien Foard City

2

Innergex s'est implanté dans 2 **nouveaux pays**, l'Islande et le Chili, par le biais d'acquisitions

2

Innergex a renouvelé avec succès 2 **CAÉ de 40 ans** en C.-B.

7

Innergex a complété avec succès 7 **acquisitions** :

- Alterra Power Corp.
- La participation de Ledcor dans Creek Power Inc.
- Le projet solaire Phoebe
- Investissement dans Energía Llaima
- Acquisition du projet hydroélectrique Duqueco
- Le projet solaire Hillcrest
- La participation de TransCanada dans les parcs éoliens Cartier et les entités d'exploitation Cartier

3 062

La puissance installée totale d'Innergex a augmenté de 1 222 MW, passant à 3 062 MW cette année



7. PRIORITÉS 2019

CESSION D'ACTIFS

- Cession de certains actifs pour rembourser la facilité de crédit à terme d'un an de 228 M\$

CONSTRUCTION

- Effectuer la mise en service commerciale du projet solaire Phoebe
- Obtenir tous les permis pour poursuivre la construction du projet éolien Foard City et procéder à sa mise en service

DÉVELOPPEMENT

- Continuer l'avancement du développement de projets
 - Hillcrest en Ohio et d'autres projets solaires aux É.-U.
 - Projets solaires + stockage par batteries à Hawaii
 - Projets éoliens en France
 - Projets hydroélectriques Frontera et El Canelo au Chili et autres projets d'énergie renouvelable
 - Occasions au Canada

ACQUISITIONS

- Compléter l'intégration des équipes d'Alterra et de Cartier
- Continuer à évaluer les occasions potentielles d'acquisitions stratégiques pour pénétrer de nouveaux marchés ou consolider notre position dans les régions où nous sommes déjà actifs





8. PERFORMANCE FINANCIÈRE PRÉVUE POUR 2019

	PRÉVISIONS 2019 ¹
Électricité produite	approx. + 20 %
Produits	approx. + 15 %
BAIIA ajusté ²	approx. + 15 %
BAIIA ajusté proportionnel ²	approx. + 12 %
Flux de trésorerie disponibles	approx. + 10 %

¹Ces estimations ont été publiées dans le Rapport annuel 2018 et reflètent la mise en service du projet solaire Phoebe et du projet éolien de Foard City en 2019. Ils excluent toute acquisition potentielle, cession d'actifs ou nouveaux projets de développement.

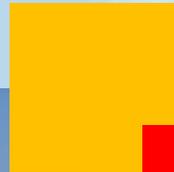
² Le BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel et le bénéfice net ne sont pas des mesures reconnues en vertu des IFRS et pourraient donc ne pas être comparables à ceux présentés par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la section "Mesures non conformes aux IFRS" de cette présentation pour plus d'informations.





Énergie renouvelable.
Développement durable.

Période de questions





ANNEXE: MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, le bénéfice net (la perte nette) ajusté(e), 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. 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.

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017 Montants retraités ¹	2018	2017 Montants retraités ¹
Bénéfice net	13 953	3 513	25 718	19 136
Recouvrement (charge) d'impôt	1 376	(451)	2 694	7 101
Charges financières	55 444	40 398	199 804	147 492
Amortissements	48 349	34 476	171 797	129 429
BAIIA	119 122	77 936	400 013	303 158
Autres charges, montant net	9 139	2 480	15 273	2 453
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(16 722)	(1 707)	(34 110)	(4 638)
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	1 612	1 350	3 905	(2 245)
BAIIA ajusté	113 151	80 059	385 081	298 728
Marge du BAIIA ajusté	68 %	74 %	67 %	75 %

1. Pour plus d'information sur le retraitement, se reporter à la rubrique « Modifications des méthodes comptables » du rapport de gestion du quatrième trimestre et de l'exercice 2018



ANNEXE: MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net auquel est ajouté (duquel est déduit) 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. 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.

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'Innergex. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le 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 présent rapport de gestion.

Les références au « bénéfice net [(à la) perte nette] ajusté(e) » visent le bénéfice net (la perte nette) 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 Normes internationales d'information financière exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché et que les variations de celle-ci 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 (la perte nette) ajusté(e) 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 (la perte nette) ajusté(e) ne doit pas être considéré(e) comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.

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 tels 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.

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.