

Communiqué de presse  
Pour diffusion immédiate

## INNERGEX PUBLIE SES RÉSULTATS DU PREMIER TRIMESTRE DE 2018 RÉSULTATS FINANCIERS EN FORTE HAUSSE EN RAISON DES ACQUISITIONS ET DES MISES EN SERVICE

- Innergex a réalisé sa plus importante acquisition à ce jour, Alterra Power Corp., comprenant des participations dans neuf installations en exploitation.
- Les produits ont augmenté de 58 % comparativement à la même période l'an dernier pour s'établir à 117,9 M\$.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 56 % comparativement à la même période l'an dernier pour s'établir à 79,3 M\$.
- Le BAIIA ajusté proportionnel a augmenté de 59 % comparativement à la même période l'an dernier pour s'établir à 84,7 M\$.
- Le parc éolien Flat Top de 200 MW situé au Texas, États-Unis, a été mis en service le 23 mars 2018.

*(Tous les montants sont exprimés en dollars canadiens, sauf indication contraire)*

**LONGUEUIL, Québec, le 15 mai 2018** – Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats d'exploitation et financiers pour le premier trimestre clos le 31 mars 2018.

« Au cours du dernier trimestre, nous avons intégré avec succès les activités de notre plus importante acquisition à ce jour, mis en service un parc éolien de 200 MW aux États-Unis et fait progresser nos projets potentiels. » a déclaré Michel Letellier, président et chef de la direction de la Société.

« Nous sommes très heureux d'avoir annoncé récemment le développement plus tard cette année du projet éolien Foard City aux États-Unis, pour lequel un contrat d'achat d'électricité de 12 ans a été conclu, a ajouté M. Letellier. Cela illustre bien notre détermination à tirer parti des occasions qui se présentent et à réaliser, voire dépasser notre objectif d'atteindre une puissance installée nette de 2 000 MW d'ici 2020. »

### RÉSULTATS D'EXPLOITATION

<i>Les montants sont exprimés en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.</i>	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2018	2017
Production d'électricité (MWh)	1 136 345	722 273
Moyenne à long terme (MWh) (« PMLT »)	1 182 591	820 634
Produits	117 881	74 527
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	79 343	50 942
BAIIA ajusté proportionnel <sup>1</sup>	84 675	53 192
Perte nette	(14 588)	(2 496)
(Perte nette) Bénéfice net \$ par action - de base et dilué	(0,07)	0,01

	Périodes de 12 mois closes le 31 mars	
	2018	2017
Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>	96 233	73 659
Ratio de distribution <sup>1</sup>	79 %	95 %

<sup>1</sup> Veuillez vous reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures non conformes aux IFRS » pour la définition du BAIIA ajusté, du BAIIA ajusté proportionnel, des Flux de trésorerie disponibles et du Ratio de distribution.

### *Production d'électricité*

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, les installations de la Société ont produit 1 136 GWh d'électricité, soit 96 % de la PMLT de 1 183 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 92 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique, des pannes causées par les activités d'entretien et les conditions hivernales dans plusieurs de nos installations en Colombie-Britannique et de la baisse de production découlant de difficultés liées aux activités d'après-mise en service auxquelles nous apportons des mesures correctives à la centrale Upper Lillooet River, facteurs partiellement contrebalancés par des débits d'eau légèrement supérieurs à la moyenne au Québec, en Ontario et en Idaho. Les parcs éoliens ont produit 97 % de leur PMLT, en raison principalement des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et des difficultés liées aux activités d'après-mise en service auxquelles nous apportons des mesures correctives au parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n, facteurs partiellement contrebalancés par des régimes éoliens supérieurs à la moyenne en France. Les centrales géothermiques ont produit 100 % de leur PMLT. Le parc solaire a produit 92 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire inférieur à la moyenne.

### *Produits*

Au premier trimestre de 2018, la Société a enregistré des produits de 117,9 M\$, comparativement à 74,5 M\$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2017. Cette augmentation est attribuable principalement à l'apport de l'acquisition d'Alterra et de parcs éoliens en France en 2017, à une contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la non-disponibilité d'équipement et à la production plus élevée au parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n et à l'augmentation de la production dans tous nos parcs éoliens français, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique.

### *BAlIA ajusté*

Au premier trimestre de 2018, le BAlIA ajusté de la Société s'est établi à 79,3 M\$, comparativement à 50,9 M\$ en 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des niveaux de production et des produits découlant des installations mises en service et acquises en 2017 et en 2018, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels. La marge du BAlIA ajusté a diminué, passant de 68,4 % à 67,3 % pour la période de trois mois en raison principalement de l'augmentation plus importante des charges que des produits à la suite de l'intégration des activités géothermiques de HS Orka, qui génèrent une marge plus faible par rapport aux coûts élevés liés à l'entretien, aux activités quotidiennes et aux achats d'électricité, ainsi que des difficultés liées aux activités d'après-mise en service à la centrale Upper Lillooet River.

### *BAlIA ajusté proportionnel*

Le BAlIA ajusté proportionnel de la Société s'est établi à 84,7 M\$ au premier trimestre de 2018, comparativement à 53,2 M\$ en 2017. Cette augmentation est attribuable principalement à l'augmentation du BAlIA ajusté et de la quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées découlant de l'ajout des installations acquises en 2018.

### *Perte nette*

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2018, la Société a enregistré une perte nette de 14,6 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,07 \$ par action), comparativement à une perte nette de 2,5 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,01 \$ par action) pour la période correspondante en 2017. L'augmentation de 12,1 M\$ de la perte nette s'explique par l'augmentation de 17,2 M\$ de la perte nette latente sur instruments financiers, l'augmentation de 16,2 M\$ des charges financières, l'augmentation de 9,6 M\$ des amortissements et l'augmentation de 2,5 M\$ du montant net des autres charges (produits), partiellement contrebalancées par l'augmentation de 28,4 M\$ du BAlIA ajusté, l'augmentation de 2,4 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées et le recouvrement des impôts sur le résultat de 2,6 M\$.

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

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2018, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 96,2 M\$, comparativement à 73,7 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation des Flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, partiellement contrebalancée par l'augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues déduction faite des produits de cession, l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle et l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette.

Pour la période de douze mois close le 31 mars 2018, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 79 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 95 % pour la même période l'an dernier. Cet impact positif est en grande partie attribuable à la mise en service récente des installations de Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek et à l'acquisition de parcs éoliens en 2017 qui ont généré une augmentation des Flux de trésorerie disponibles, en partie contrebalancées par les paiements de dividendes plus élevés en raison de l'émission, le 6 février 2018, de 24 327 225 actions en vertu de l'acquisition d'Alterra, de l'augmentation du dividende trimestriel et de l'émission d'actions additionnelles à la suite de l'exercice d'options sur actions et de l'émission d'actions au titre du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

## **PROJETS EN DÉVELOPPEMENT**

### **Activités de mise en service**

#### **Flat Top**

Au premier trimestre, la Société a procédé à la mise en service commerciale du parc éolien Flat Top de 200 MW, situé au Texas, États-Unis. La construction a commencé avant qu'Innergex en fasse l'acquisition et l'essentiel des travaux a été achevé en mars 2018. L'exploitation commerciale a débuté le 23 mars 2018. Le parc éolien Flat Top vendra toute sa production au réseau électrique ERCOT et fixera le prix de l'électricité sur la majorité de ses revenus auprès d'une filiale d'une importante institution financière établie aux États-Unis en vertu d'un contrat de produits de couverture de 13 ans qui débutera le 1er août 2018. Parallèlement à la mise en service commerciale, Flat Top a réalisé un financement de partage fiscal de 211,3 M\$ US du projet dont les produits ont servi principalement à rembourser le prêt lié à la construction du projet.

### **Activités de construction**

#### **Brúarvirkjun**

Le projet hydroélectrique Bruarvirkjun a été acquis au cours du premier trimestre de 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra. Les travaux d'aménagement du site avaient déjà été amorcés au moment de l'acquisition.

En date du présent communiqué, les travaux de construction ont officiellement commencé et une cérémonie ouverte au public a eu lieu à la fin de février, à la suite de l'approbation du permis de construction par l'administration locale. En plus du permis de construction, le projet a également reçu son étude d'impact environnemental et obtenu les droits d'utilisation de l'eau, les contrats fonciers, les permis d'exploration, la licence de développement et les approbations municipales nécessaires en vertu d'un plan d'occupation des sols précis.

### **Activités de développement**

#### **Foard City**

Le développement du projet éolien Foard City de 350 MW progresse très bien; le contrôle du site est terminé, tout comme d'autres étapes du développement, dont les études d'impact environnemental et les ententes d'allégement de taxe foncière. En mai 2018, la Société a conclu un contrat d'achat d'électricité (CAÉ) d'une durée de 12 ans pour 300 MW; les ventes en vertu de ce CAÉ débuteront lorsque le parc éolien aura été mis en service commercial. Le projet, qui est situé au Texas, États-Unis, a également conclu une convention d'interconnexion avec Electric Transmission Texas, LLC. Des activités sur place visant à rendre le projet admissible aux incitatifs fiscaux d'énergie renouvelable aux États-Unis (crédits d'impôt de production, ou « CIP ») ont été effectuées.

depuis 2016. L'ordre de démarrage des travaux devrait être émis au quatrième trimestre de 2018 et la mise en service commerciale devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2019.

## **ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE**

### **Renouvellement des contrats d'achat d'électricité avec BC Hydro**

Le 16 avril 2018, Innergex a annoncé le renouvellement du contrat d'achat d'électricité pour la centrale hydroélectrique Brown Lake. Le contrat a été renouvelé pour une période de 40 ans et est entré en vigueur le 1er avril 2018. Il est assujéti à l'approbation de la Commission des services publics de la Colombie-Britannique.

Le 16 avril 2018, Innergex et Sekw'el'was Cayoose Creek Band ont annoncé le renouvellement du contrat d'achat d'électricité pour la centrale hydroélectrique Walden North. Le contrat a été renouvelé pour une période de 40 ans et est entré en vigueur le 1er avril 2018. Il est assujéti à l'approbation de la Commission des services publics de la Colombie-Britannique.

### **Décision en faveur d'HS Orka par le tribunal de première instance**

Depuis 2016, un conflit existe entre HS Orka et HS Veitur hf à la suite d'un avis de résiliation d'une entente concernant le paiement des prestations de retraite par HS Veitur. Le 17 avril 2018, le tribunal de première instance de l'Islande a tranché en faveur d'HS Orka. HS Veitur a 30 jours à compter du 17 avril 2018 pour interjeter appel devant la Cour suprême. Une réclamation de 9,9 M\$ a été présentée et est incluse dans les débiteurs dans le bilan.

### **Prolongation des contrats de change à terme**

Le 23 avril 2018, la Société a prolongé tous ses contrats de change à terme, qui lui permettent de couvrir son exposition au taux de change de ses investissements en France. Les contrats ont été prolongés pour deux années supplémentaires après leurs dates d'échéance initiales qui s'échelonnent d'avril 2018 à août 2019.

### **Acquisition des intérêts restants dans trois centrales hydroélectriques**

Le 15 mai 2018, Innergex a annoncé qu'elle a acquis la participation de 33,3 % de Ledcor Power Group Ltd. dans Creek Power Inc., une société qui détient indirectement les centrales hydroélectriques Fitzsimmons Creek (7,5 MW), Boulder Creek (25,3 MW) et Upper Lillooet River (81,4 MW) situées en Colombie-Britannique ainsi qu'un portefeuille de projets potentiels. Innergex détenait déjà la participation restante de 67,7 % dans Creek Power Inc. Innergex détenait également tous les capitaux propres privilégiés pour un montant de 98,4 M\$, portant un rendement après impôts annualisé de 12,9 %.

### **Partenariat et acquisition au Chili**

Le 15 mai 2018, Innergex et Energía Llaima, une entreprise innovante et en croissance dans le domaine de l'énergie renouvelable au Chili, sont heureuses d'annoncer qu'elles ont été sélectionnées dans le cadre d'un appel d'offres pour acquérir en partenariat le projet hydroélectrique Duqueco (140 MW) qui comprend deux centrales hydroélectriques au Chili. L'acquisition est assujéti à certaines approbations réglementaires au Chili et à la finalisation du partenariat entre les deux parties. De plus, Innergex a signé une entente exclusive avec Energía Llaima visant un partenariat en coentreprise afin d'acquérir une participation de 50 % dans l'entreprise. Les ententes définitives devraient être conclues au cours des prochaines semaines à l'égard de cette coentreprise.

Le projet hydroélectrique Duqueco comprend deux centrales hydroélectriques mises en service en 2001; Peuchen (85 MW) et Mampil (55 MW). Innergex prévoit un BAIIA ajusté d'environ 21 M\$ US (26,8 M\$) par année pour le projet Duqueco. Le prix d'achat, net d'environ 10 M\$ US (12,8 M\$) d'encaisse, est d'environ 210 M\$ US (268 M\$), sous réserve de certains ajustements et un financement de 140 M\$ US (178,8 M\$) devrait être accordé par une grande banque sud-américaine, Itaú, pour couvrir une partie du prix d'achat. La participation nette d'Innergex du prix d'achat restant s'élèvera à environ 80 M\$ US (102,2 M\$). De plus, la Société a effectué un dépôt pour sécuriser le financement de 10 M\$ US (12,8 M\$). Les deux montants seront payés au moyen des fonds disponibles en vertu de sa facilité de crédit renouvelable.

Energía Llama détient une participation dans deux installations en exploitation, une centrale hydroélectrique au fil de l'eau (12 MW) et une centrale solaire thermique (34 MW), dans deux installations en développement (125 MW) et d'autres projets à des stades préliminaires de développement. À la signature d'un accord de partenariat final, Innergex détiendrait 50 % d'Energía Llama pour un engagement total de 110 M\$ US (140,5 M\$) à investir dans les trois prochaines années. En plus de l'investissement dans le projet Duquenco, Innergex investira 10 M\$ US (12,8 M\$) supplémentaires dans Energía Llama pour contribuer à son fonds de roulement. Avec ces investissements, l'engagement d'Innergex serait presque atteint.

## DÉCLARATION DE DIVIDENDE

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 16 juillet 2018 :

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
15 mai 2018	29 juin 2018	16 juillet 2018	0,1700 \$	0,2255 \$	0,359375 \$

Le 21 février 2018, le Conseil d'administration a haussé le dividende trimestriel de 0,165 \$ à 0,170 \$ par action ordinaire, ce qui correspond à un dividende annuel de 0,68 \$ par action ordinaire. Il s'agit de la cinquième augmentation de dividende annuelle consécutive de 0,02 \$.

## CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE ET WEBDIFFUSION - RAPPEL

La Société tiendra une conférence téléphonique et une webdiffusion demain, le mercredi 16 mai 2018, à **9 h HNE**. Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex, et Jean Perron, chef de la direction financière, présenteront un bilan du premier trimestre de 2018 ainsi que les perspectives de la Société. Les investisseurs et les analystes financiers sont invités à participer à la conférence en composant le **1 888 231-8191** ou le **647 427-7450**. Les membres des médias et du public peuvent également assister à la conférence téléphonique et à la webdiffusion, en mode écoute seulement. Un enregistrement de la conférence sera disponible le même jour sur le site Internet de la Société.

## ASSEMBLÉE ANNUELLE ET EXTRAORDINAIRE DES ACTIONNAIRES

La Société tiendra son assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires le mardi 15 mai à 16 h (HAE). Les actionnaires sont invités à participer à l'assemblée sur place au Club St-James, 1145 avenue Union, Montréal QC H3B 3C2 ou à l'écouter par webdiffusion à <https://event.on24.com/wcc/r/1673946/FC5BA5C3A42B54B8FF074539469AB125>

### *À propos d'Innergex énergie renouvelable inc.*

La Société développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens, des parcs solaires photovoltaïques et des centrales géothermiques. En tant qu'acteur mondial dans le secteur des énergies renouvelables, Innergex exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France et en Islande. Innergex gère un important portefeuille d'actifs qui comprend actuellement des intérêts dans 64 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 1 642 MW (puissance brute de 2 886 MW), dont 34 centrales hydroélectriques, 25 parcs éoliens, trois parcs solaires et deux centrales géothermiques. Elle détient aussi des intérêts dans deux projets en développement d'une puissance installée nette totale de 355 MW (puissance brute de 360 MW), dont l'un est actuellement en construction, et des projets potentiels qui en sont à différents stades de développement, d'une puissance nette totale de 8 180 MW (puissance brute de 8 850 MW). Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P. La stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société est de développer ou d'acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un attrayant rendement ajusté au risque, et de distribuer un dividende stable.

### *Mise en garde sur les mesures financières non conformes aux IFRS*

Les états financiers consolidés pour la période de trois mois close le 31 mars 2018 ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent communiqué ne sont pas des mesures reconnues en vertu des IFRS, et sont donc susceptibles de ne pas être comparables à celles 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. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté

proportionnel, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent communiqué visent les produits d'exploitation moins les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels. 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 communiqué 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 à la « quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent communiqué visent les participations d'Innergex dans les capitaux propres ou les participations commanditées de ces coentreprises et entreprises associées, s'il y a lieu du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées.

Les références au « BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent communiqué 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.

Les références aux « Flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations 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, les remboursements prévus 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. 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.

#### *Mise en garde concernant l'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 »), 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 des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, aux estimations des ressources d'énergie géothermique récupérables, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futurs, 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 communiqué.

Elle comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production, les produits et le BAIIA ajusté prévus et les coûts de projet estimés 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, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et de sa capacité à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Les énoncés prospectifs sont fondés sur certaines attentes et hypothèses principales formulées par Innergex, notamment des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital, les conditions financières et économiques, le rendement des projets et le moment de l'obtention des approbations requises des actionnaires, des tribunaux, des organismes de réglementation et des autres tiers. Bien qu'Innergex estime que les attentes et les hypothèses sur lesquelles reposent ces énoncés prospectifs sont raisonnables, il convient de ne pas se fier indûment aux énoncés prospectifs, car Innergex ne peut garantir qu'ils s'avéreront exacts.

Comme les énoncés prospectifs concernent des circonstances ou des événements futurs, ils comportent, de par leur nature, des risques et des incertitudes intrinsèques. Les résultats réels pourraient différer considérablement des prévisions actuelles en raison d'un certain nombre de facteurs et de risques. Ceux-ci comprennent, sans s'y limiter : les risques liés au secteur de l'énergie renouvelable en général comme l'application

de la stratégie; la capacité de développer les projets de la Société conformément aux délais et budgets alloués; les ressources en capital; les instruments financiers dérivés; les conditions économiques et financières actuelles; les régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les ressources géothermiques; la construction, la conception et le développement de nouvelles installations; le rendement des projets existants; la défaillance de l'équipement; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; les taux de change; la variation du prix du marché de l'électricité; l'effet de levier financier et les clauses restrictives; et les relations avec les services publics. Il y a aussi des risques inhérents à la transaction d'Alterra, notamment des évaluations erronées de la valeur de l'autre entité. Rien ne garantit non plus la réalisation des avantages stratégiques, opérationnels et financiers devant découler de la transaction Alterra.

Les lecteurs sont mis en garde que la liste de facteurs ci-dessus n'est pas exhaustive. De l'information supplémentaire sur ces facteurs ainsi que d'autres facteurs susceptibles d'avoir une incidence sur les activités ou les résultats financiers d'Innergex est fournie dans la notice annuelle d'Innergex déposée auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières canadiens concernés. La notice annuelle est disponible sur le site Web de SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)).

L'information prospective dans ce communiqué est basée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société. Le tableau ci-dessous présente les informations prospectives contenues dans ce communiqué, 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 (PMLT) d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. 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 l'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 (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et des ressources géothermiques</p> <p>Épuisement naturel des ressources géothermiques</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophe naturelle</p>
<p><b>Coûts de projets estimés, obtention des permis, début des travaux de construction, travaux à réaliser et début de la mise en service des Projets en développement ou des Projets potentiels</b></p> <p>La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement, fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, 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 en fonction des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) retenu pour le projet.</p> <p>La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses Projets en développement et des indications sur ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.</p>	<p>Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</p>

Principales hypothèses

Principaux risques et principales incertitudes

<p><b>Produits prévus</b>          Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de 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 (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls, Viger-Denonville et Blue Lagoon comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité</p> <p>Taux d'inflation moins élevé que prévu</p> <p>Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ</p>
<p><b>BAIIA ajusté prévu</b>          Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance ainsi que des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers, des redevances et de coûts de l'électricité (s'il y a lieu); à l'exception des charges d'entretien et des coûts de l'électricité, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (à l'exclusion de Dokie, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls, Viger-Denonville et Blue Lagoon comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence). Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau ainsi que les charges prévues liées aux Projets potentiels, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.</p>	<p>Baisse des produits en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p>
<p><b>Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de payer un dividende trimestriel</b>          La Société estime les Flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation prévus, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues 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.</p> <p>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.</p>	<p>Un BAIIA ajusté inférieur aux attentes en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus, ainsi que de charges liées aux projets potentiels plus élevées que prévu</p> <p>Des coûts de projets supérieurs aux attentes en raison principalement de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p> <p>Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende</p>

Les risques importants et les incertitudes importantes pouvant entraîner un écart considérable entre les résultats et les développements réels, d'une part, et l'information prospective présentée dans ce communiqué, d'autre part, sont expliqués dans la Notice annuelle de la Société sous la rubrique « Facteurs de risque » et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état des marchés de capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques et éoliens, des ressources géothermiques et des régimes solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants moyennant des modalités et des conditions équivalentes; l'incertitude quant au développement de nouvelles installations; des changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des



producteurs indépendants; les risques liés à la croissance et à l'expansion des marchés étrangers; et le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables, les lecteurs de ce communiqué sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe pas de garantie qu'elle s'avère correcte. Les énoncés prospectifs sont présentés à la date du présent communiqué et Innergex ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser publiquement les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si les lois sur les valeurs mobilières applicables l'exigent.

- 30 -

### **Pour plus de renseignements**

Jean Perron, CPA, CA  
Chef de la direction financière  
450 928-2550, poste 1239  
[jperron@innergex.com](mailto:jperron@innergex.com)

Karine Vachon  
Directrice – Communications  
450 928-2550, poste 1222  
[kvachon@innergex.com](mailto:kvachon@innergex.com)