

Communiqué de presse  
Pour diffusion immédiate

## INNERGEX PUBLIE SES RÉSULTATS DE L'EXERCICE 2016 MISE EN SERVICE DE MESGI'G UGJU'S'N - LE DIVIDENDE AUGMENTE DE 3 %

- Le conseil d'administration déclare une augmentation du dividende de 0,02 \$ à 0,66 \$ par action ordinaire sur une base annuelle
- Les résultats cumulés d'Innergex pour l'exercice 2016 ont dépassé les projections à long terme
  - La production a atteint 105 % de la moyenne à long terme (« PMLT ») en 2016 et 101 % de la PMLT pour le quatrième trimestre
  - Les produits ont augmenté de 19 % pour s'établir à 292,8 M\$ en 2016, et de 30 % pour s'établir à 73,3 M\$ au quatrième trimestre, par rapport à 2015
  - Le BAIIA ajusté a augmenté de 18 % pour s'établir à 216,0 M\$ en 2016, et de 29 % pour atteindre 50,3 M\$ au quatrième trimestre, par rapport à 2015
- Au Québec, le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n de 150 MW a été mis en service en décembre 2016, conformément au budget
- La construction des centrales hydroélectriques Upper Lilloet River et Boulder Creek avance à un bon rythme

**LONGUEUIL, Québec, le 23 février 2017** - Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats d'exploitation et financiers pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2016.

« Innergex a accru avec succès sa présence internationale en 2016, a déclaré Michel Letellier, président et chef de la direction de la Société. Le dévouement de notre équipe nous a permis de poursuivre notre croissance : nous avons mis en service deux installations, franchi d'importantes étapes dans la construction de nos deux projets hydroélectriques en développement et, de plus, nous avons conclu trois acquisitions pour ajouter neuf parcs éoliens et une centrale hydroélectrique à notre portefeuille. »

« En 2017, alors que seront mis en service deux projets de construction, nous travaillerons à garnir notre portefeuille de projets en développement et à saisir de nouvelles occasions d'acquisition, tant au Canada qu'à l'étranger. Ces activités devraient renforcer nos capacités financières et amélioreront considérablement notre ratio de distribution », a ajouté M. Letellier.

### RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les montants sont exprimés en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.	Périodes de trois mois closes le 31 décembre		Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Production d'électricité (MWh)	848 967	647 062	3 521 645	2 987 637
Moyenne à long terme (MWh)	838 051	690 932	3 364 907	3 054 642
Produits	73 265	56 291	292 785	246 869
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	50 264	38 819	215 983	183 738
Bénéfice net (perte nette)	8 765	17 328	32 043	(48 383)
Bénéfice net (perte nette), \$ par action - de base et dilué	0,08	(0,31)	0,28	(0,37)

	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>	75 703	74 386
Ratio de distribution <sup>1</sup>	91 %	86 %

<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, des Flux de trésorerie disponibles et du Ratio de distribution.

#### *Période de trois mois close le 31 décembre 2016*

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2016, les installations de la Société ont produit 849 GWh, soit 101 % par rapport à la PMLT de 838 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 117 % de leur PMLT, en raison des débits d'eau supérieurs à la moyenne dans tous les marchés, à l'exception de l'Ontario. Globalement, les parcs éoliens ont produit 75 % de leur PMLT, en raison du régime éolien inférieur à la moyenne au Québec et en France. Le parc solaire a produit 103 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne.

Au quatrième trimestre, la Société a enregistré des produits de 73,3 M\$, comparativement à des produits de 56,3 M\$ en 2015, en raison principalement des meilleurs résultats de la plupart des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique par rapport à la même période l'an dernier et de l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, facteurs partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime éolien au Québec et du régime hydrologique et du régime solaire en Ontario. Le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 50,3 M\$, comparativement à 38,8 M\$ en 2015, en raison principalement de la hausse des produits.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2016, la Société a enregistré un bénéfice net de 8,8 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,08 \$ par action), comparativement à une perte nette de 34,4 M\$ en 2015 (perte nette de base et diluée de 0,31 \$ par action). L'écart s'explique principalement par l'augmentation de 11,4 M\$ du BAIIA ajusté et la comptabilisation, en 2015, d'une radiation de 51,7 M\$ et d'une économie d'impôt de 13,6 M\$ en lien avec les Projets potentiels de la Société en Colombie-Britannique, ce qui a donné lieu à un effet net de 38,1 M\$ (néant en 2016). Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des charges financières et des amortissements plus élevés.

#### *Production d'électricité*

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les installations de la Société ont produit 3 522 GWh, soit 105 % par rapport à la PMLT de 3 365 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 109 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau supérieurs à la moyenne dans tous les marchés, à l'exception de l'Ontario. Globalement, les parcs éoliens ont produit 91 % de leur PMLT, en raison du régime éolien inférieur à la moyenne au Québec et en France. Le parc solaire a produit 111 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. L'augmentation de la production de 18 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement aux débits d'eau supérieurs en Colombie-Britannique et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, facteurs partiellement contrebalancés par une diminution des régimes éoliens au Québec et une diminution des débits d'eau en Ontario.

#### *Produits*

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a enregistré des produits de 292,8 M\$, comparativement à des produits de 246,9 M\$ en 2015. Cette augmentation de 19 % est attribuable principalement aux meilleurs résultats de tous les marchés hydroélectriques, à l'exception de l'Ontario, et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime éolien au Québec.

#### *BAIIA ajusté*

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 216,0 M\$, comparativement à 183,7 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 18 % pour l'exercice est principalement attribuable à la hausse de la production et des produits, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels. La marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 74,4 % à 73,8 % pour l'exercice en raison principalement de la baisse de production dans les entités françaises et de l'augmentation des charges liées aux Projets potentiels.

#### *Bénéfice net (perte nette)*

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a enregistré un bénéfice net de 32,0 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,28 \$ par action), comparativement à une perte nette de 48,4 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,37 \$ par action) pour

l'exercice 2015. L'augmentation du résultat net de 80,4 M\$ est principalement attribuable à l'augmentation de 32,2 M\$ du BAIIA ajusté et à une perte nette sur instruments financiers dérivés de 38,2 M\$ en 2015, comparativement à un profit net de 4,3 M\$ en 2016, ainsi qu'à la comptabilisation, en 2015, d'une radiation de 51,7 M\$ de frais de développement liés aux projets, partiellement compensées par l'augmentation des charges financières et l'augmentation des coûts d'amortissement, et après l'effet de l'impôt.

Exclusion faite des profits et pertes sur Dérivés, de la radiation de frais liés au développement de projets et de l'impôt sur le revenu qui s'y rapporte, le bénéfice net pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se serait établi à 29,1 M\$, comparativement à un bénéfice net de 19,7 M\$ en 2015. Cette augmentation est attribuable principalement à la hausse de 32,2 M\$ du BAIIA ajusté, partiellement contrebalancée par une augmentation de 12,1 M\$ des charges financières et une augmentation de 14,8 M\$ des amortissements.

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 75,7 M\$, comparativement à 74,4 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette légère augmentation des Flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en 2016 avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés (aucune en 2016), partiellement contrebalancée par l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette et l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle. La Société a également décidé d'investir davantage pour explorer des occasions de croissance sur de nouveaux marchés internationaux.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 91 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 86 % pour la même période l'an dernier. Cette variation est attribuable principalement à une légère hausse des Flux de trésorerie disponibles par rapport à 2015, qui a été plus que contrebalancée par les paiements de dividendes plus élevés en raison du nombre accru d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission de 3 906 250 actions à trois entités affiliées du Mouvement Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex, de 94 000 actions à la suite de l'exercice d'options sur actions et de 242 706 actions au titre du Régime de réinvestissement de dividendes (RRD).

## **FAITS SAILLANTS DE 2016**

- Le 25 février 2016, la Société, en partenariat avec la bande Indienne Cayoose Creek, a complété l'acquisition du projet hydroélectrique Walden North (« Walden »), en Colombie-Britannique au Canada, auprès de FortisBC. Walden est une installation de 16 MW mise en service en 1993 et située sur un terrain privé à Cayoosh Creek. Innergex et Cayoose Creek Development Corporation, l'entité économique représentant la bande indienne Cayoose Creek, ont formé la société en commandite Cayoose Creek Limited Partnership, qui à son tour a procédé à l'acquisition des actifs qui composent l'installation. La transaction s'est conclue pour un prix d'achat de 9,2 M\$.
- Le 15 avril 2016, Innergex a complété l'acquisition de sept projets éoliens en exploitation ayant une puissance installée de 86,8 MW (les « sept entités françaises »). Le prix d'acquisition des sept entités françaises consiste en une contrepartie nette en espèces de 94,5 M\$, sous réserve de certains ajustements. La Société a aussi signé une entente en vertu de laquelle elle s'est engagée à acquérir le projet alors en construction Yonne doté d'une puissance installée de 44,0 MW. Un montant de 13,9 M\$ a également été versé à titre de dépôt pour ce projet. L'énergie produite par ces centrales en exploitation est vendue en totalité à Electricité de France et à S.I.C.A.E. Oise. Parallèlement, la Société a annoncé un placement privé de 50,0 M\$ avec trois entités affiliées du Mouvement Desjardins.
- Le 10 juin 2016, Innergex a annoncé la clôture de l'investissement du Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« Desjardins ») dans le portefeuille de projets éoliens acquis en France le 15 avril 2016 et un projet, qui était en construction, acquis le 21 février 2017. Par suite de cet investissement, la Société et Desjardins détiennent respectivement 69,55 % et 30,45 % de la société en commandite qui détient ces projets.
- Le 29 juillet 2016, la Société a mis en exploitation la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek, de 40,6 MW, située en Colombie-Britannique. La construction a commencé en juin 2014 et a été achevée en juillet 2016, plus tôt que prévu et conformément au budget. À sa première année complète d'exploitation, la centrale devrait générer des produits et un BAIIA

ajusté estimés respectivement à 17,2 M\$ et 14,5 M\$. Toute l'électricité que la centrale produit fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe de 40 ans avec BC Hydro.

- Le 22 décembre 2016, la Société a complété l'acquisition de deux projets éoliens auprès de la société française BayWa r.e. (les « deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine »). D'une puissance installée totale de 24 MW, les deux projets sont situés en France, dans la région de Nouvelle-Aquitaine. Innergex possède des intérêts de 69,55 % dans le projet et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins possède les 30,45 % restants. Le prix d'acquisition des deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine consiste en une contrepartie nette en espèces de 22,7 M\$, sous réserve de certains ajustements, et de 0,8 M\$ en coûts de transaction.
- Le 30 décembre 2016, la Société et les trois communautés Mi'gmaq du Québec ont mis en exploitation le parc éolien Mesgi'g Ugiu's'n, de 150 MW, situé en Gaspésie, au Québec. La construction de ce parc éolien a commencé en mai 2015 et a été achevée en décembre 2016 conformément au budget. À sa première année complète d'exploitation, il devrait générer des produits et un BAIIA ajusté d'environ 59,6 M\$ et 52,5 M\$, respectivement. Toute l'électricité qu'il produira fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe de 20 ans avec Hydro-Québec.

## PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

### Activités de construction

#### **Upper Lillooet River et Boulder Creek**

Les travaux de construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont débuté en octobre 2013. Le 17 mars 2015, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 491,6 M\$ en prêts à la construction et à terme pour les deux projets, qui ont reçu le prix du financement 2015 de *Clean Energy BC* et le prix de financement de projets hydroélectriques 2016 du magazine *World Finance*.

En date du présent communiqué, les travaux de génie civil sont terminés à la centrale Upper Lillooet River. En ce qui concerne les travaux à la prise d'eau, le réservoir a été rempli avec succès au début février. Les conditions météorologiques et les risques élevés d'avalanche ont retardé l'achèvement de la centrale. L'installation de la turbine et de l'équipement de production est presque terminée, et seule une partie du matériel électrique et des contrôles doit encore être installée. Le poste de transformation et le poste extérieur sont terminés et sont actuellement alimentés par la ligne de transmission (retour d'énergie de BC Hydro). Les activités de mise en service ont débuté à la mi-février et la mise en service commerciale est prévue pour la fin de mars 2017.

L'excavation du tunnel, les travaux de nettoyage et la mise en place du bouchon de béton à Boulder Creek ont été achevés à la mi-décembre 2016. Les travaux d'installation de la paroi d'étanchéité, y compris l'enrobage de béton, devraient être terminés à la mi-mars 2017. Les travaux de génie civil et hydromécaniques pour la prise d'eau sont terminés; il reste des travaux électriques mineurs à réaliser. La demande d'autorisation pour commencer la dérivation a été déposée auprès des agences concernées pour approbation. Les activités de mise en service de la centrale Boulder Creek devraient débiter d'ici la fin mars 2017 et la mise en service commerciale est prévue au deuxième trimestre 2017.

La ligne de transmission conjointe est achevée, mise en service et alimentée.

Le processus de demande de règlement d'assurance relativement au feu de forêt se poursuit, et des acomptes sont versés. En tout état de cause, la Société s'attend à être indemnisée et ne prévoit pas subir de conséquences financières défavorables importantes à la suite du feu de forêt.

## ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

### Emprunt à terme de Big Silver

Le 31 janvier 2017, le prêt de construction à terme de Big Silver a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 39,5 ans.

### Financement de deux des filiales françaises

Le 10 février 2017, deux des filiales françaises ont conclu un financement par emprunt subordonné de 8,5 M€ avec un fonds d'infrastructure français. Le prêt subordonné porte un taux d'intérêt de 7,25 %, a une durée de 8 ans et son principal sera remboursé à l'échéance.

### Facilité de crédit rotatif

Le 21 février 2017, la Société a exécuté une cinquième convention de crédit modifiée et mise à jour de sa facilité de crédit rotatif de 425 M\$. Ces modifications permettent à la Société d'effectuer des emprunts en euros par le biais de prêts Euribor. De plus, la Société a également prolongé de 2020 à 2021 sa facilité de crédit rotatif (à l'exception des engagements avec un prêteur de 42,5 M\$, qui demeurent jusqu'en 2020) afin d'obtenir une plus grande flexibilité financière. Finalement, une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant de 30 M\$ et garantie par Exportation et développement Canada a été ajoutée et sera mise en place.

### Acquisition du parc éolien Yonne

Le 21 février 2017, la Société et Desjardins ont complété l'acquisition du parc éolien Yonne, une installation de 44 MW dont la mise en service a débuté au quatrième trimestre 2016 et a été complétée à la fin janvier 2017, dans le cadre de l'acquisition des projets français d'énergie éolienne conclue en avril 2016. L'électricité produite par Yonne est vendue aux termes d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe d'une durée initiale de 15 ans à Electricité de France. Le prix d'achat total est de 35,2 M€ (l'équivalent de 49,0 M\$), sujet à certains ajustements. Un dépôt de 10,0 M€ (l'équivalent de 13,9 M\$) avait déjà été versé par la Société. Le financement du projet de 59,5 M€ (l'équivalent de 82,8 M\$), qui est déjà en place, sera maintenu au niveau du projet acquis. La Société réduit son exposition aux fluctuations des devises en concluant des instruments de couverture à long terme. Innergex possède des intérêts de 69,55 % dans le projet et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins possède les 30,45 % restants.

## DÉCLARATION DE DIVIDENDE

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 17 avril 2017 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par Action privilégiée de série A	Dividende par Action privilégiée de série C
23 février 2017	31 mars 2017	17 avril 2017	0,1650 \$	0,2255 \$	0,359375 \$

Le 23 février 2017, le conseil d'administration a haussé le dividende annuel, payable trimestriellement, pour le porter de 0,64 \$ à 0,66 \$ par action ordinaire.

## CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE - RAPPEL

La Société tiendra une conférence téléphonique demain, le vendredi 24 février 2017, à **9 h HNE**. Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex, et Jean Perron, chef de la direction financière, présenteront les résultats du quatrième trimestre et de l'exercice 2016 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, en mode écoute seulement. Un enregistrement de la conférence sera disponible le même jour sur le site Internet de la Société.

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

Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) est un chef de file canadien indépendant de l'industrie de l'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la Société développe, détient et gère des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens et des parcs solaires photovoltaïques et elle exerce ses activités au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique, au Canada, en France et dans l'Idaho, aux États-Unis. Son portefeuille d'actifs comprend actuellement : i) des intérêts dans 47 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 939 MW (puissance brute de 1 576 MW), dont 29 centrales hydroélectriques, 17 parcs éoliens et un parc solaire; ii) des intérêts dans deux projets en construction d'une puissance installée nette totale de 71 MW (puissance brute de 107 MW), pour lesquels des contrats d'achat d'électricité ont été obtenus; et iii) des projets potentiels d'une puissance nette totale de 3 560 MW (puissance brute de 3 940 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 les périodes de trois mois et de douze mois closes le 31 décembre 2016 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, 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.

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 les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro Limited Partnership pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur CAÉ, 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 l'achat d'équipement.

Les références au « Ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles.

Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au bénéfice net et 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, ce communiqué contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). L'information prospective se reconnaît généralement à

l'emploi de termes tels que : « prévu », « pourrait », « devrait », « estime », « anticipe », « planifie », « prévoit », « intention » ou « croit », ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. L'information prospective exprime les projections ou attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent communiqué. Elle comprend de l'**information financière prospective** ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production, les produits et le BAIIA ajusté prévus, les Flux de trésorerie disponibles prévu 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 des entités françaises, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

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, 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. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville 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, éoliens et solaires</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 financement</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</p> <p>Catastrophe naturelle</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. 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.</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus            Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité            Taux d'inflation moins élevé que prévu</p>
<p><b>BAlIA 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 et des redevances; à l'exception des charges d'entretien, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation.</p>	<p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent            Charges d'entretien imprévues            Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ</p>
<p><b>Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de payer un dividende trimestriel</b>            La Société estime les Flux de trésorerie disponibles 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 les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur contrat d'achat d'électricité. Elle effectue d'autres ajustements correspondant aux entrées ou aux sorties de trésorerie qui ne sont pas représentatives de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que le rajout des coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition) et le rajout des pertes ou le retrait des 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.</p>	<p>Un BAlIA 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            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            Risques réglementaires et politiques            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</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 œuvre 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, éoliens et 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 tout contrat d'achat d'électricité; l'incertitude quant au développement de nouvelles installations; changement du soutien gouvernemental pour augmenter l'électricité produite à partir de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants; les risques liés à la croissance et à l'expansion des marchés étrangers; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance; et la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants.

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. 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 communiqué ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.



**Pour plus de renseignements, veuillez contacter :**

Jean Perron, CPA, CA  
Chef de la direction financière  
450 928-2550, poste 239  
[jperron@innergex.com](mailto:jperron@innergex.com)

Karine Vachon  
Directrice – Communications  
450 928-2550, poste 222  
[kvachon@innergex.com](mailto:kvachon@innergex.com)