

Communiqué de presse
Pour diffusion immédiate

INNERGEX PUBLIE SES RÉSULTATS DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017 ACQUISITION DE DEUX PARCS ÉOLIENS TOTALISANT 43 MW EN FRANCE

- Les produits ont augmenté de 56 % pour s'établir à 108,2 M\$ comparativement à la même période l'an dernier.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 60 % pour s'établir à 81,8 M\$ comparativement à la même période l'an dernier.
- Innergex et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins ont complété l'acquisition des parcs éoliens Plan Fleury et Les Renardières, en France, avec une puissance installée totale de 43 MW.
- Innergex a annoncé qu'elle a conclu une convention d'arrangement pour acquérir Alterra Power Corp. pour une contrepartie totale de 1,1 milliard \$, augmentant ainsi considérablement sa présence aux États-Unis et accélérant son profil de croissance.

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

LONGUEUIL, Québec, le 9 novembre 2017 - Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats d'exploitation et financiers pour le troisième trimestre clos le 30 septembre 2017.

« Nous sommes fiers d'annoncer qu'au cours du dernier trimestre, nous avons effectué notre quatrième acquisition de parcs éoliens en France. L'ajout de nos installations récemment acquises et mises en service a contribué à la croissance de nos produits et de notre BAIIA ajusté. » a affirmé Michel Letellier, président et chef de la direction de la Société.

« En outre, nous sommes heureux de notre récente annonce concernant notre intention d'acquérir la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra Power Corp. Cette acquisition amènera notre capacité de production d'énergie nette globale à 1 606 MW, en hausse de plus de 40 %, après la transaction, en plus d'accélérer considérablement notre profil de croissance aux États-Unis. » a-t-il ajouté.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

<i>Les montants sont exprimés en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.</i>	Périodes de trois mois closes le 30 septembre		Périodes de neuf mois closes le 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Production d'électricité (MWh)	1 243 099	831 840	3 288 151	2 672 678
Moyenne à long terme (MWh)	1 374 068	924 439	3 631 564	2 526 725
Produits	108 234	69 255	292 290	219 520
BAIIA ajusté ¹	81 803	51 176	218 664	165 720
Bénéfice net	4 384	409	16 150	23 282
Bénéfice net \$ par action - de base et dilué	0,04	0,02	0,17	0,20

	Périodes de 12 mois closes le 30 septembre	
	2017	2016
Flux de trésorerie disponibles ¹	88 889	75 847
Ratio de distribution ¹	80 %	89 %

¹ 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.

Production d'électricité

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017, les installations de la Société ont produit 1 243 GWh, soit 90 % par rapport à la PMLT de 1 374 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 93 % de leur PMLT, en raison principalement de la baisse de production liée aux activités d'après-mise en service à la centrale Upper Lillooet River au cours du trimestre, partiellement contrebalancée par des débits d'eau supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario. Les parcs éoliens ont produit 83 % de leur PMLT, en raison de la baisse de production au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n liée aux activités d'après-mise en service, de la faiblesse des régimes éoliens et des interruptions de service d'Hydro-Québec (interruptions pour lesquelles nous devrions recevoir une indemnité) ainsi que des régimes éoliens inférieurs à la moyenne historique en France. Le parc solaire a produit 115 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. L'augmentation de la production de 49 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises et à l'augmentation de la production dans nos centrales hydroélectriques au Québec et en Ontario.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les installations de la Société ont produit 3 288 GWh, soit 91 % par rapport à la PMLT de 3 632 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 94 % de leur PMLT, en raison principalement de la baisse de production liée aux activités d'après-mise en service dans la centrale Upper Lillooet River au cours de la période et des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique, partiellement compensée par des débits d'eau supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario. Les parcs éoliens ont produit 83 % de leur PMLT, en raison de la baisse de production liée aux activités d'après-mise en service dans le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et en France. Les régimes éoliens récemment observés en France se situent nettement en dessous de la moyenne historique, ce qui explique la baisse de production. Le parc solaire a produit 108 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. L'augmentation de la production de 23 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises et à l'augmentation de la production dans nos centrales hydroélectriques au Québec et en Ontario, facteurs partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans la plupart de nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et à une baisse de la production dans nos parcs éoliens au Québec.

Produits

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017, la Société a enregistré des produits de 108,2 M\$, comparativement à des produits de 69,3 M\$ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016. Cette augmentation de 56 % est attribuable principalement à l'apport du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n, mis en service en 2016, et des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, mises en service en 2017, ainsi qu'à l'acquisition des parcs éoliens Montjean, Theil Rabier, Yonne, Rougemont 1-2, Vaite et Plan Fleury en France en 2016 et en 2017, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans nos parcs éoliens au Québec.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, la Société a enregistré des produits de 292,3 M\$, comparativement à des produits de 219,5 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016. Cette augmentation de 33 % est attribuable principalement à l'apport des installations mises en service en 2016 et en 2017, ainsi qu'à l'acquisition de parcs éoliens en France en 2016 et en 2017, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans la plupart de nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et dans nos parcs éoliens au Québec.

BAIIA ajusté

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2017, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 81,8 M\$ et à 218,7 M\$, respectivement, comparativement à 51,2 M\$ et à 165,7 M\$ pour les mêmes périodes l'an dernier. L'augmentation de 60 % pour la période de trois mois et celle de 32 % pour la période de neuf mois sont principalement attribuables à la production et aux produits découlant des nouvelles installations, partiellement contrebalancés 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 augmenté pour le trimestre, passant de 73,9 % à 75,6 % en raison principalement de la hausse des produits, déduction faite des charges d'exploitation. La marge du BAIIA ajusté a diminué pour la période de neuf mois, passant de 75,5 % à 74,8 % en raison principalement des

paiements au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 en Colombie-Britannique effectués au premier trimestre de 2017.

Bénéfice net

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2017, la Société a enregistré un bénéfice net de 4,4 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,04 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 0,4 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,02 \$ par action) pour 2016. L'augmentation du bénéfice net de 4,0 M\$ s'explique principalement par la hausse des produits en grande partie attribuable aux installations récemment acquises et mises en service. Par conséquent, l'augmentation de 30,6 M\$ du BAIIA ajusté a été partiellement contrebalancée par l'augmentation de 13,1 M\$ des charges financières, l'augmentation de 10,3 M\$ des amortissements et l'augmentation de 3,4 M\$ de la charge d'impôt.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, la Société a enregistré un bénéfice net de 16,2 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,17 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 23,3 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,20 \$ par action) pour 2016. La diminution du bénéfice net de 7,1 M\$ est principalement attribuable à la production inférieure à la moyenne cette année par rapport à la production supérieure à la moyenne l'année dernière qui explique également la diminution du résultat net par rapport à l'augmentation des produits. Par conséquent, l'augmentation de 37,3 M\$ des charges financières et l'augmentation de 30,3 M\$ des amortissements ont seulement été partiellement compensées par l'augmentation de 52,9 M\$ du BAIIA ajusté, la diminution de 3,3 M\$ de la charge d'impôt et l'augmentation de la quote-part du bénéfice des coentreprises de 3,3 M\$.

Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution

Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2017, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 88,9 M\$, comparativement à 75,8 M\$ pour la même période l'an dernier. Malgré la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles est principalement attribuable à la hausse des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, en partie 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.

Pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2017, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 80 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 89 % 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 Ugnu's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek qui a généré une augmentation des Flux de trésorerie disponibles, en partie contrebalancée par les paiements de dividendes plus élevés en raison de l'augmentation du dividende annuel, 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 en avril 2016 et 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 »).

ACQUISITION D'ENTREPRISE

Acquisition de Plan Fleury et Les Renardières

Le 25 août 2017, Innergex a complété l'acquisition de deux projets éoliens d'une puissance totale de 43 MW dans la région de Champagne-Ardenne, en France. Innergex possède des intérêts de 69,55 % dans les parcs éoliens et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins possède les 30,45 % restants.

Le prix d'achat de l'équité est de 27,4 M€ (40,8 M\$), sujet à certains ajustements. Innergex a financé sa part du prix d'achat, qui s'élève à environ 16,5 M€ (24,2 M\$), par des fonds disponibles sous sa facilité de crédit bancaire corporative. La partie restante du prix d'achat a été payée par le Régime de rentes du Mouvement Desjardins pour un montant de 10,7 M€ (15,7 M\$).

Les dettes sans recours liées aux projets étaient déjà en place; elles s'élèveront à 72,0 M€ (105,7 M\$) lorsque la construction sera terminée et resteront au niveau de chaque projet.

Une fois les deux projets mis en service, la production annuelle moyenne totale devrait atteindre 118 000 MWh, soit assez d'électricité pour alimenter environ 24 775 foyers en France. Toute l'électricité produite par ces parcs éoliens sera vendue aux termes de contrats d'achat d'électricité (CAÉ) à prix fixe dont une portion du prix sera ajustée annuellement en fonction d'indices d'inflation, pour une période initiale de 15 ans, avec Electricité de France (EDF). Innergex s'attend à générer des produits d'environ 9,9 M€ (14,5 M\$) et un BAIIA ajusté d'environ 8,2 M€ (12,0 M\$) pour les 12 premiers mois d'exploitation.

Le parc éolien Plan Fleury (22,0 MW) a été mis en service commercial au cours du troisième trimestre. La mise en service commerciale complète du parc éolien Les Renardières (21,0 MW) devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2017.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

Activités de mise en service

Plan Fleury

Au troisième trimestre, la Société a procédé à la mise en service commerciale du parc éolien Plan Fleury de 22,0 MW, situé dans la région de Champagne-Ardenne, en France. La construction a commencé avant qu'Innergex en fasse l'acquisition et a été achevée en août 2017. La déclaration d'exploitation commerciale délivrée en vertu du contrat d'achat conclu avec EDF indique une date de mise en service du 6 septembre 2017. La production annuelle moyenne du parc éolien Plan Fleury est estimée à 65 266 MWh, soit assez d'électricité pour alimenter plus de 13 750 foyers français.

Au cours de sa première année complète d'exploitation, on s'attend à ce que le parc éolien génère des produits et un BAIIA ajusté d'environ 5,5 M€ (8,0 M\$) et 4,6 M€ (6,7 M\$), respectivement. Toute l'électricité produite par le parc éolien est couverte par un CAÉ initial à prix fixe de 15 ans conclu avec EDF dont une portion du prix sera ajustée annuellement en fonction d'indices d'inflation.

Activités de construction

Rougemont-2

Le projet éolien Rougemont-2 a été acquis au cours du deuxième trimestre de 2017. Les travaux de construction étaient déjà en cours au moment de l'acquisition.

En date du présent communiqué, tous les travaux de génie civil importants sont terminés. Huit des 16 éoliennes ont été mises en service commercial. La livraison des composantes des éoliennes est terminée, et l'installation et la mise en service des huit éoliennes restantes sont en cours (six de ces huit éoliennes ont déjà été érigées et cinq d'entre elles ont déjà été mises en service). La mise en service complète est prévue pour le quatrième trimestre de 2017.

Les Renardières

Le projet éolien Les Renardières a été acquis au cours du troisième trimestre de 2017. Les travaux de construction étaient déjà en cours au moment de l'acquisition.

En date du présent rapport de gestion, toutes les éoliennes avaient été mises en service, et les essais de fonctionnement étaient en cours. La mise en service complète est prévue pour le quatrième trimestre de 2017.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Augmentation et prolongation de la facilité de crédit

Le 31 octobre 2017, la Société a annoncé avoir augmenté de 50 M\$ sa facilité de crédit rotatif et ajouté un nouveau prêteur au syndicat de prêteurs. Elle a aussi prolongé l'échéance de sa facilité de crédit rotatif, qui passe de décembre 2021 à décembre 2022, ce qui lui donne une plus grande marge de manœuvre. La facilité de crédit rotatif s'élève maintenant à 475 M\$.

Convention d'arrangement pour l'acquisition d'Alterra Power Corp.

Le 30 octobre 2017, la Société et Alterra Power Corp. ("Alterra") ont annoncé qu'elles ont conclu une convention d'arrangement (la « convention d'arrangement ») en vertu de laquelle Innergex acquerra la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra (les « actions ordinaires d'Alterra ») à un prix de 8,25 \$ par action, pour une contrepartie totale de 1,1 milliard de dollars, y compris la prise en charge des dettes d'Alterra (la « transaction »). La transaction est sous réserve de l'approbation des actionnaires d'Alterra et d'autres conditions habituelles de clôture. La transaction n'est pas assujettie à l'approbation des actionnaires d'Innergex.

Dans le cadre de la transaction, les actionnaires d'Alterra recevront une contrepartie totale composée d'approximativement 25 % en espèces et 75 % en actions ordinaires d'Innergex (les « actions ordinaires d'Innergex »). Les actions ordinaires d'Innergex pouvant être émises aux actionnaires d'Alterra dans le cadre de la transaction représentent, après la transaction, une participation approximative de 19 % de la société combinée.

Innergex a conclu une convention de soutien et de vote avec M. Ross Beaty, président exécutif du conseil d'Alterra, et certaines entités liées qui ont le contrôle sur approximativement 31 % des actions ordinaires émises et en circulation d'Alterra. En vertu de la convention de soutien et de vote, M. Beaty et ces entités liées ont convenu : (i) d'exercer les droits de vote afférents à l'ensemble de leurs actions ordinaires d'Alterra en faveur de la transaction à l'assemblée extraordinaire; (ii) d'une période de détention de 12 mois à l'égard des actions ordinaires d'Innergex qu'ils recevront par suite de la transaction; et (iii) de s'engager à recevoir des actions ordinaires d'Innergex en contrepartie de la totalité des actions ordinaires d'Alterra qu'ils détiennent.

Alterra sera complémentaire aux projets actuellement en exploitation, en construction et potentiels d'Innergex, entraînant une plus grande diversification géographique et technologique grâce à une forte présence sur les marchés de l'énergie des États-Unis et de l'Islande, ainsi que l'ajout d'une production d'énergie géothermique à la production d'Innergex. Nous croyons que la transaction accélère considérablement le profil de croissance d'Innergex.

La transaction devrait permettre d'augmenter les flux de trésorerie distribuables par action d'Innergex à la réalisation des projets d'Alterra actuellement en construction et de certains des projets potentiels au stade avancé.

Innergex a structuré le financement de la partie en espèces de la transaction de manière à conserver un bilan solide et souple qui procure amplement de liquidités pour financer pleinement le portefeuille de développement d'Innergex après la transaction. À cette fin, la Caisse de dépôt et placement du Québec a pris l'engagement de consentir à Innergex un prêt à terme de cinq ans subordonné non garanti au montant de 150 millions de dollars à un taux d'intérêt concurrentiel devant être fixé à la clôture. Innergex a également obtenu des engagements de deux grandes banques canadiennes pour garantir ses facilités de crédit actuelles, pour mettre en œuvre la transaction et pour faire passer sa facilité de crédit renouvelable à un montant total pouvant atteindre 700 millions de dollars.

DÉCLARATION DE DIVIDENDE

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 janvier 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
9 novembre 2017	29 décembre 2017	15 janvier 2018	0,1650 \$	0,2255 \$	0,359375 \$

Le 23 février 2017, le Conseil d'administration a haussé le dividende trimestriel de 0,160 \$ à 0,165 \$ par action ordinaire, ce qui correspond à un dividende annuel de 0,66 \$ par action ordinaire.

CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE - RAPPEL

La Société tiendra une conférence téléphonique demain, le vendredi 10 novembre 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 troisième trimestre de 2017, un bilan des neuf premiers mois 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.

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 52 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 1 079 MW (puissance brute de 1 781 MW), dont 31 centrales hydroélectriques, 20 parcs éoliens et un parc solaire; ii) des intérêts dans deux projets en construction d'une puissance installée nette totale de 46 MW (puissance brute de 66 MW), pour lequel un contrat d'achat d'électricité a été obtenu; 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 neuf mois closes le 30 septembre 2017 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, 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 à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent communiqué visent le BAIIA ajusté divisé par les produits.

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 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, 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.

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 »), notamment des énoncés relatifs à la réalisation prévue de la transaction Alterra et au moment de sa réalisation, aux sources et incidences du financement sur la transaction Alterra ainsi qu'aux avantages stratégiques, opérationnels et financiers et à la croissance devant découler de la transaction Alterra. 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 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 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>Production prévue</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</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>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>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</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>Produits prévus</p> <p>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</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>BAILA ajusté prévu</p> <p>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>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>Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de payer un dividende trimestriel</p> <p>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 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, 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 BAILA 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 financement</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 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 moyennant des modalités et

des conditions équivalentes; 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.

Il y a aussi des risques inhérents à la transaction Alterra, notamment des évaluations erronées de la valeur de l'autre entité, le défaut de satisfaire aux conditions de clôture, l'exercice de droits de résiliation par la Société ou Alterra, le défaut d'obtenir les approbations requises des actionnaires, des tribunaux, des organismes de réglementation et des autres tiers, y compris l'approbation du Bureau de la concurrence, de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), de la Federal Trade Commission et d'autorités similaires dans d'autres territoires de même que de la TSX. Par conséquent, rien ne garantit que la transaction Alterra sera réalisée ou qu'elle le sera selon les conditions ou au moment que prévoit le présent communiqué. La transaction Alterra pourrait être modifiée, restructurée ou résiliée. Rien ne garantit non plus la réalisation des avantages stratégiques, opérationnels et financiers devant découler de la transaction Alterra. Si la transaction Alterra n'est pas réalisée et que la Société et Alterra demeurent des entités distinctes, il se peut que l'annonce de la transaction Alterra et l'affectation d'importantes ressources de la Société à la réalisation de la transaction Alterra aient une incidence sur ses activités et relations stratégiques (notamment avec ses employés, clients, distributeurs, fournisseurs et partenaires futurs et éventuels), sur ses résultats d'exploitation et l'entreprise en général et aient un effet défavorable important sur les activités, la situation financière et les perspectives actuelles et futures de la Société.

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.

- 30 -

Pour plus de renseignements

Jean Perron, CPA, CA
Chef de la direction financière
450 928-2550, poste 1239
jperron@innnergex.com

Karine Vachon
Directrice – Communications
450 928-2550, poste 1222
kvachon@innnergex.com