

Communiqué de presse
Pour diffusion immédiate

INNERGEX PUBLIE SES RÉSULTATS DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017 MISE EN SERVICE COMMERCIALE DE LA 31E CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE D'INNERGEX ACQUISITION DE TROIS PARCS ÉOLIENS TOTALISANT 119,5 MW EN FRANCE

- Les produits ont augmenté de 25 % pour s'établir à 109,5 M\$ comparativement à la même période l'an dernier.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 29 % pour s'établir à 85,9 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 Rougemont 1-2 et Vaite, en France, avec une puissance installée totale de 119,5 MW.
- En Colombie-Britannique, la centrale hydroélectrique Boulder Creek de 25,3 MW a été mise en service le 16 mai 2017.

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

LONGUEUIL, Québec, le 3 août 2017 - Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui ses résultats d'exploitation et financiers pour le deuxième trimestre clos le 30 juin 2017.

« Le dernier trimestre a été très stimulant pour l'équipe d'Innergex, avec la mise en service commerciale de notre 31e centrale hydroélectrique au Canada, la conclusion de l'acquisition d'installations de 119,5 MW et la signature d'une entente finale pour l'acquisition de deux parcs éoliens supplémentaires en France », a déclaré Michel Letellier, président et chef de la direction de la Société. « Nous respectons notre promesse de poursuivre notre croissance au Canada et à l'échelle internationale, tant par des acquisitions que par le développement de nouveaux projets. »

« Les résultats du deuxième trimestre ont subi les contrecoups d'une baisse de la production par rapport à la production moyenne à long terme (« PMLT »), attribuable principalement à des activités d'après-mise en service difficiles dans les centrales Upper Lillooet River et Boulder Creek et le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n. Des correctifs techniques et opérationnels sont actuellement apportés afin de remédier à la situation, et ces installations devraient réaliser leur plein potentiel dans les prochains mois. Notre diversification géographique actuelle de même que la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire ont toutefois atténué l'incidence de cette baisse de production sur nos résultats, et nous devrions continuer à en retirer des avantages à long terme », 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 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Production d'électricité (MWh)	1 322 781	1 176 451	2 045 053	1 840 838
Moyenne à long terme (MWh)	1 437 100	1 045 265	2 257 734	1 602 286
Produits	109 530	87 784	184 056	150 265
BAIIA ajusté ¹	85 920	66 863	136 861	114 542
Bénéfice net	14 100	15 677	11 766	22 873
Bénéfice net \$ par action - de base et dilué	0,12	0,12	0,13	0,19

Flux de trésorerie disponibles¹

75 888

78 939

Ratio de distribution¹

93 %

84 %

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 juin 2017, les installations de la Société ont produit 1 323 GWh, soit 92 % par rapport à la PMLT de 1 437 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 95 % de leur PMLT, en raison principalement de la baisse de production liée aux activités d'après-mise en service dans les centrales Upper Lillooet River et Boulder Creek au cours du trimestre. Les parcs éoliens ont produit 84 % de leur PMLT, en raison de la baisse de production liée aux activités d'après-mise en service dans le parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et en France. Le parc solaire a produit 101 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire dans la moyenne. L'augmentation de la production de 12 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, facteur partiellement contrebalancé 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.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, les installations de la Société ont produit 2 045 GWh, soit 91 % par rapport à la PMLT de 2 258 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 les centrales Upper Lillooet River et Boulder Creek au cours de la période et des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique. Les parcs éoliens ont produit 84 % de leur PMLT, en raison de la baisse de production liée aux activités d'après-mise en service dans le parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et en France. Le parc solaire a produit 104 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. L'augmentation de la production de 11 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, facteur partiellement contrebalancé 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 juin 2017, la Société a enregistré des produits de 109,5 M\$, comparativement à des produits de 87,8 M\$ pour la période de trois mois close le 30 juin 2016. Cette augmentation de 25 % est attribuable principalement à l'apport du parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n et de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek, mise en service en 2016, 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 et Vaite en France en 2016 et en 2017, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et dans nos parcs éoliens au Québec.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, la Société a enregistré des produits de 184,1 M\$, comparativement à des produits de 150,3 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2016. Cette augmentation de 22 % 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 six mois closes le 30 juin 2017, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 85,9 M\$ et à 136,9 M\$, respectivement, comparativement à 66,9 M\$ et à 114,5 M\$ pour les mêmes périodes l'an dernier. L'augmentation de 29 % pour la période de trois mois et celle de 19 % pour la période de six mois sont principalement attribuables à la production et aux produits découlant des nouvelles installations, partiellement contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation et des frais généraux et administratifs. Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois a également subi l'influence positive de la diminution des charges liées aux projets potentiels. La marge du BAIIA ajusté a augmenté pour le trimestre, passant de 76,2 % à 78,4 % en raison principalement de la baisse des charges liées aux projets potentiels et de la hausse des produits, déduction faite des charges d'exploitation. La marge du BAIIA ajusté a diminué pour la période de six mois, passant de 76,2 % à 74,4 % 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 juin 2017, la Société a enregistré un bénéfice net de 14,1 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,12 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 15,7 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,12 \$ par action) pour 2016. La diminution du bénéfice net de 1,6 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 la diminution du résultat net par rapport à l'augmentation des produits. Par conséquent, l'augmentation de 14,5 M\$ des charges financières, l'augmentation de 9,8 M\$ des amortissements en raison principalement du plus grand nombre d'installations en exploitation et la variation de 2,6 M\$ de la perte nette latente sur instruments financiers dérivés ont seulement été partiellement compensées par l'augmentation de 19,1 M\$ du BAIIA ajusté, la diminution de 4,7 M\$ de la charge d'impôt et l'augmentation de 1,3 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, la Société a enregistré un bénéfice net de 11,8 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,13 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 22,9 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,19 \$ par action) pour 2016. La diminution du bénéfice net de 11,1 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 24,3 M\$ des charges financières et l'augmentation de 20,0 M\$ des amortissements ont seulement été partiellement compensées par l'augmentation de 22,3 M\$ du BAIIA ajusté, la diminution de 6,8 M\$ de la charge d'impôt et la quote-part du bénéfice des coentreprises de 2,5 M\$.

Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution

Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2017, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 75,9 M\$, comparativement à 78,9 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est principalement attribuable à 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, partiellement contrebalancée par l'augmentation des flux de trésorerie avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés. La perte réalisée sur instruments financiers dérivés constatée à la période précédente était liée au règlement des contrats à terme sur obligations à la clôture du financement du projet Mesgi'g Ugju's'n. La Société s'est également engagée à investir davantage pour explorer des occasions de croissance sur de nouveaux marchés internationaux, ce qui a aussi fait diminuer les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2017, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 93 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 84 % pour la même période l'an dernier. Cet impact négatif est attribuable principalement à la diminution des flux de trésorerie disponibles et aux 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'Innnergex, de 94 000 actions à la suite de l'exercice d'options sur actions et de 377 582 actions au titre du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

ACQUISITION D'ENTREPRISE

Acquisition de Rougemont 1-2 et de Vaite

Le 24 mai 2017, Innnergex a complété l'acquisition de trois projets éoliens d'une puissance totale de 119,5 MW dans la région de Bourgogne-Franche-Comté, en France. Innnergex 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 d'environ 51,4 M€ (ou 76,2 M\$), sujet à certains ajustements. Innnergex a financé sa part du prix d'achat, qui s'élève à environ 31,3 M€ (ou 46,4 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 20,1 M€ (ou 29,8 M\$).

Les dettes sans recours liées aux projets étaient déjà en place; elles s'élèveront à 174,3 M€ (ou 258,4 M\$) lorsque la construction sera terminée et resteront au niveau de chaque projet.

Une fois les trois projets mis en service, la production annuelle moyenne totale devrait atteindre 278 200 MWh, soit assez d'électricité pour alimenter environ 58 400 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 23,5 M€ (ou 34,8 M\$) et un BAIIA ajusté d'environ 18,2 M€ (ou 26,9 M\$) pour les 12 premiers mois d'exploitation.

Les parcs éoliens Rougemont-1 (36,1 MW) et Vaite (38,9 MW) ont été mis en service. La mise en service commerciale complète du projet éolien restant, soit Rougemont-2 (44,5 MW), devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2017.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

Activités de mise en service

Boulder Creek

Au deuxième trimestre, la Société a procédé à la mise en service commerciale de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Boulder Creek de 25,3 MW en Colombie-Britannique. La construction a débuté en octobre 2013. Le certificat d'exploitation commerciale délivré à BC Hydro indique une date de mise en service du 16 mai 2017. La production annuelle moyenne de la centrale Boulder Creek est estimée à 92 500 MWh, soit assez d'électricité pour alimenter plus de 8 500 foyers.

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 et l'installation et la livraison des huit éoliennes restantes ont commencé. La mise en service complète est prévue pour le quatrième trimestre de 2017.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Entente définitive pour l'acquisition de deux projets éoliens en France

Le 5 juillet 2017, la Société et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins ont annoncé qu'une entente définitive avait été conclue avec BayWa r.e. pour l'achat de deux projets éoliens en France, avec une capacité totale installée de 43 MW. L'électricité produite par ces parcs éoliens sera vendue selon des contrats d'achat d'électricité 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. Le prix d'achat de l'équité est d'environ 27,2 M€ (ou 39,9 M\$), sujet à certains ajustements. Innergex financera sa part du prix d'achat, qui s'élèvera à environ 16,5 M€ (ou 24,2 M\$), par des fonds disponibles sous sa facilité de crédit rotatif corporative. Les dettes sans recours liées aux projets sont déjà en place; elles s'élèveront à 72,0 M€ (ou 105,7 M\$) et resteront au niveau des projets. La Société réduira son exposition aux fluctuations des devises en concluant des instruments de couverture à long terme. Innergex possédera un intérêt de 69,55 % dans les parcs éoliens et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins possédera le 30,45 % restant.

DÉCLARATION DE DIVIDENDE

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 16 octobre 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
3 août 2017	29 septembre 2017	16 octobre 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 4 août 2017, à **10 h HAE**. Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex, et Jean Perron, chef de la direction financière, présenteront les résultats du deuxième trimestre et du premier semestre de 2017 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** et à la webdiffusion en visitant le <http://bit.ly/2tgEbCT> ou le site internet de la Société au www.innergex.com. 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 51 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 1 063 MW (puissance brute de 1 758 MW), dont 31 centrales hydroélectriques, 19 parcs éoliens et un parc solaire; ii) des intérêts dans un projet en construction d'une puissance installée nette totale de 31 MW (puissance brute de 45 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 six mois closes le 30 juin 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 »). 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 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>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>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Produits prévus 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 Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ</p>
<p>BAlIA ajusté prévu 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 Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent Charges d'entretien imprévues</p>
<p>Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de payer un dividende trimestriel La Société estime les Flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie 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. 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 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.

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

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

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