

Communiqué de presse
Pour diffusion immédiate

INNERGEX ANNONCE DE SOLIDES RÉSULTATS POUR LE DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018 GRÂCE AUX RÉCENTES ACQUISITIONS ET MISES EN SERVICES

ATTEINTE D'UNE PUISSANCE INSTALLÉE NETTE DE PLUS DE 2 000 MW

- Les produits ont augmenté de 37 % à 149,5 M\$ au T2 2018 comparativement à la même période de l'exercice précédent.
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 15 % à 99,1 M\$ au T2 2018 comparativement à la même période de l'exercice précédent.
- Le BAIIA ajusté proportionnel a augmenté de 28 % à 113,3 M\$ au T2 2018 comparativement à la même période de l'exercice précédent.

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

LONGUEUIL, Québec, le 13 août 2018 – Innergex énergie renouvelable inc. (TSX : INE) (« Innergex » ou la « Société ») publie aujourd'hui de solides résultats d'exploitation et financiers pour le deuxième trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018. La performance de la Société découle dans une large mesure des installations récemment acquises ou mises en service ainsi que du meilleur rendement observé notamment à nos parcs éoliens au Québec.

« La performance globale de nos installations ainsi que l'ajout de notre acquisition d'envergure réalisée en février 2018 sont les principaux contributeurs de nos excellents résultats pour le trimestre », a déclaré Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex. « Nous avons opéré plusieurs changements stratégiques depuis la fin du trimestre qui profiteront à Innergex. Notre récente acquisition au Québec contribuera de manière importante à nos résultats tandis que notre percée au Chili nous permet de pénétrer le marché sud-américain et nous sert de tremplin pour poursuivre notre croissance dans le secteur de l'hydroélectricité, dans lequel l'équipe d'Innergex possède une expertise. Nous sommes fiers d'avoir déjà atteint notre cible de 2 000 MW d'ici 2020 et nous devrions atteindre 2 500 MW pour la même période. »

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
<i>Les montants présentés sont en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.</i>				
Production d'électricité (MWh)	1 823 321	1 322 781	2 959 666	2 045 053
Moyenne à long terme (MWh) (« PMLT »)	1 827 540	1 437 100	3 010 130	2 257 734
Produits	149 541	109 530	267 422	184 056
BAIIA ajusté ¹	99 127	85 920	178 470	136 861
BAIIA ajusté proportionnel ¹	113 252	88 817	196 017	142 008
Bénéfice net	16 786	13 937	2 198	11 441
Bénéfice net \$ par action - de base et dilué	0,09	0,12	0,03	0,13
			Périodes de 12 mois closes les 30 juin	
			2018	2017
Flux de trésorerie disponibles ¹			91 519	75 888
Ratio de distribution ¹			88 %	93 %

¹ Veuillez vous reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures non conformes aux IFRS » pour obtenir une définition du BAIIA ajusté, du BAIIA ajusté proportionnel, des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution.

Période de trois mois close le 30 juin 2018

Les installations de la Société ont produit 1 823 321 MWh d'électricité, soit 100 % de la PMLT de 1 827 540 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 101 % de leur PMLT, les parcs éoliens ont produit 96 % de leur PMLT, les centrales géothermiques ont produit 101 % de leur PMLT et le parc solaire Stardale a produit 114 % de sa PMLT.

La Société a enregistré des produits de 149,5 M\$, en hausse de 37 %, et un BAIIA ajusté de 99,1 M\$, en hausse de 15 %, en raison surtout de l'apport des installations acquises en 2017 et en 2018 ainsi que de l'augmentation de la production des installations Mesgi'g Uju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek et des parcs éoliens québécois. La marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 78,4 % à 66,3 % pour la période de trois mois en raison principalement de l'augmentation plus importante des charges que des produits à la suite de l'intégration des activités géothermiques de HS Orka, qui génèrent une marge plus faible par rapport aux coûts élevés liés à l'entretien, aux activités quotidiennes et aux achats d'électricité. Le recul de la marge du BAIIA ajusté est également attribuable aux difficultés liées aux activités d'après-mise en service à la centrale Upper Lillooet River. Le BAIIA ajusté proportionnel de la Société s'est établi à 113,3 M\$, en hausse de 28 %, principalement du fait de l'augmentation du BAIIA ajusté et de la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées attribuable à l'ajout des installations acquises en 2018.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2018, la Société a enregistré un bénéfice net de 16,8 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,09 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 13,9 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,12 \$ par action) pour la période correspondante de 2017. L'augmentation de 2,8 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par la variation positive de 13,3 M\$ du profit net latent (de la perte nette latente) sur instruments financiers, l'augmentation de 13,2 M\$ du BAIIA ajusté et la variation positive de 1,2 M\$ de l'impôt sur le résultat, partiellement compensés par l'augmentation de 10,2 M\$ des charges financières, l'augmentation de 9,8 M\$ des amortissements, la variation négative de la quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées de 3,1 M\$ et la variation négative de 1,8 M\$ du montant net des autres charges (produits).

Période de six mois close le 30 juin 2018

Les installations de la Société ont produit 2 959 666 MWh d'électricité, soit 98 % de la PMLT de 3 010 130 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 99 % de leur PMLT, les parcs éoliens ont produit 97 % de leur PMLT, les centrales géothermiques ont produit 100 % de leur PMLT et le parc solaire Stardale a produit 106 % de sa PMLT.

La Société a enregistré des produits de 267,4 M\$, en hausse de 45 %, et un BAIIA ajusté de 178,5 M\$, en hausse de 30 %, du fait surtout de l'apport de l'acquisition d'Alterra en 2018 et des parcs éoliens en France en 2017 et de la hausse de la production des installations Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek. Outre les facteurs précités, l'augmentation observée est également attribuable à une contrepartie reçue d'un fabricant au titre de la faible disponibilité d'équipement à un parc éolien. La marge du BAIIA ajusté a diminué pour la période de six mois, passant de 74,4 % à 66,7 % en raison principalement des mêmes facteurs que ceux de la période de trois mois. Le BAIIA ajusté proportionnel s'est élevé à 196,0 M\$, en hausse de 38 %, grâce surtout à l'ajout des installations acquises en 2018.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2018, la Société a enregistré un bénéfice net de 2,2 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,03 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 11,4 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,13 \$ par action) pour la période correspondante de 2017. La diminution de 9,2 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par l'augmentation de 26,3 M\$ des charges financières, l'augmentation de 19,4 M\$ des amortissements, la variation négative de 4,4 M\$ du montant net des autres charges (produits), la variation négative de 3,9 M\$ (du profit net latent) de la perte nette latente sur instruments financiers et la variation négative de 0,7 M\$ de la quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées, partiellement compensées par l'augmentation de 41,6 M\$ du BAIIA ajusté et la variation positive de 3,9 M\$ de l'impôt sur le résultat.

Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2018, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 91,5 M\$, comparativement à 75,9 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation des flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, partiellement contrebalancée par l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette, l'augmentation des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle et l'augmentation des dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite du produit des cessions.

Pour la période de douze mois close le 30 juin 2018, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 88 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 93 % pour la même période de l'exercice précédent. Cet impact positif est en grande partie attribuable à la mise en service récente des installations Mesgi'g Ugju's'n, Upper Lillooet River et Boulder Creek qui ont généré une augmentation des flux de trésorerie disponibles, en partie contrebalancées par les paiements de dividendes plus élevés découlant de l'émission, le 6 février 2018, de 24 327 225 actions dans le cadre de l'acquisition d'Alterra, de l'augmentation du dividende trimestriel et de l'émission d'actions additionnelles à la suite de l'exercice d'options sur actions et de l'émission d'actions au titre du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

FAITS SAILLANTS DE L'EXPLOITATION

Le 16 avril 2018, Innergex a renouvelé ses contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») avec BC Hydro pour les centrales Brown Lake et Walden North. Les contrats renouvelés sont d'une durée de 40 ans et sont entrés en vigueur le 1er avril 2018. Ils sont assujettis à l'approbation de la British Columbia Utilities Commission.

Le 15 mai 2018, Innergex a mené à bien l'acquisition de la participation de 33,3 % de Ledcor Power Group Ltd. dans Creek Power Inc., une société qui détient indirectement les centrales hydroélectriques Fitzsimmons Creek (7,5 MW), Boulder Creek (25,3 MW) et Upper Lillooet River (81,4 MW) situées en Colombie-Britannique ainsi qu'un portefeuille de projets potentiels. Innergex détenait déjà la participation restante de 67,7 % dans cette société. Innergex détenait également toutes les actions privilégiées et recevait tous les flux de trésorerie.

La Société a annoncé en mai 2018 un partenariat de coentreprise avec Energía Llama visant l'acquisition d'une participation de 50 % dans la société chilienne, qui détient une participation importante dans une centrale hydroélectrique de 12 MW et dans un parc solaire de 34 MW, qui devraient générer un BAIIA ajusté d'environ 6,5 M\$ US (8,3 M\$) annuellement, dans deux centrales hydroélectriques en développement (125 MW) et dans d'autres projets à des stades préliminaires de développement. Innergex a investi un montant initial de 10 M\$ US (12,8 M\$) par l'intermédiaire des fonds disponibles de ses facilités de crédit renouvelable et a accepté d'investir 100 M\$ US supplémentaires (140,5 M\$) sur une période de 12 mois, un engagement qui est pratiquement atteint grâce à l'acquisition du projet hydroélectrique Duquenco. Le partenariat a été conclu le 3 juillet 2018.

Innergex a annoncé au cours du deuxième trimestre de 2018 l'acquisition avec Energía Llama du projet hydroélectrique Duquenco de 140 MW, qui comprend deux centrales situées au Chili. La production annuelle moyenne combinée d'électricité devrait atteindre plus de 350 000 MWh. Innergex s'attend à ce que le projet Duquenco génère un BAIIA ajusté d'environ 21 M\$ US (26,8 M\$) annuellement. L'acquisition a été réalisée le 5 juillet 2018.

Le 2 août 2018, la Société a annoncé la signature d'une convention définitive visant l'acquisition de la participation de 62 % de TransCanada dans cinq parcs éoliens situés en Gaspésie (Québec) soit Baie-des-Sables, Carleton, Gros-Morne, L'Anse-à-Valleau et Montagne Sèche (les « parcs éoliens Cartier »), ainsi que sa participation de 50 % dans les entités d'exploitation des parcs éoliens Cartier (les « entités d'exploitation Cartier »), moyennant une contrepartie totale d'environ 630 M\$ (la « transaction »). Innergex est actuellement propriétaire des participations restantes dans les parcs éoliens Cartier et les entités d'exploitation Cartier. Pour la participation de 62 % des intérêts acquis dans les parcs éoliens Cartier, Innergex prévoit des produits projetés d'environ 82,9 M\$ et un BAIIA ajusté projeté d'environ 68,4 M\$ annuellement. Innergex a obtenu des engagements de deux banques canadiennes importantes en vue de garantir ses facilités de crédit existantes et d'accorder deux facilités de crédit à court terme pour couvrir entièrement le prix d'achat et les frais de transaction. Innergex a l'intention de rembourser la deuxième facilité de crédit au moyen de la cession stratégique d'une participation minoritaire dans les parcs éoliens Cartier et d'autres actifs, ce qui pourrait être avantageux pour la Société.

Le projet éolien de Foard City de 352,8 MW a été acquis au cours du premier trimestre de 2018 dans le cadre de l'acquisition d'Alterra. L'avis final de démarrage des travaux devrait être émis au quatrième trimestre de 2018 et la mise en service commerciale devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2019. Tous les principaux contrats visant le projet de Foard City ont été conclus, notamment un contrat d'approvisionnement visant 140 éoliennes GE d'une capacité de 2,52 MW chacune, un contrat d'exploitation et d'entretien de 20 ans signé avec GE, un contrat signé avec Blattner Energy, Inc. pour la construction de toutes les installations autres que les éoliennes du projet et un accord d'interconnexion conclu avec Electric Transmission Texas, LLC. De plus, le contrôle du site est terminé ainsi que d'autres grandes étapes telles que les études d'incidence environnementale et les ententes de dégrèvement d'impôt foncier conclues au niveau local. Des pourparlers sur le financement du projet sont en cours. La Société s'attend à réaliser un BAIIA ajusté prévu de plus de 10 M\$ annuellement pour le projet qui bénéficiera également de crédits d'impôts de production.

En juillet 2018, Innergex a complété l'acquisition du projet d'énergie solaire photovoltaïque de Phoebe de 315 MW_{DC}. L'acquisition a été réalisée le 2 juillet 2018 et parallèlement le financement de l'emprunt pour le projet et le financement par des investisseurs participant au partage fiscal ont été conclus et l'avis final de démarrage des travaux a été émis à l'entrepreneur qui est responsable de la conception et de la construction de la centrale, y compris de

l'approvisionnement en modules minces First Solar Series 6 et autre matériel, et veillera à l'exploitation et à l'entretien de la centrale pour une période de cinq ans. La mise en service commerciale devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2019. Le projet de Phoebe vendra 100 % de sa production au réseau électrique ERCOT et recevra un prix fixe sur 89 % de l'énergie produite dans le cadre d'un CAÉ de 12 ans.

Les travaux de construction du projet hydroélectrique Brúarvirkjun de 10 MW en Islande se sont poursuivis. Les travaux de construction menés sur les lieux se poursuivent et portent sur l'installation des bureaux de chantier et des campements. Tous les contrats d'envergure ont été signés et le principal entrepreneur en travaux de génie civil a entamé les travaux sur le terrain. Le projet a reçu son étude d'incidence environnementale et obtenu les droits d'utilisation de l'eau, les contrats fonciers, les permis d'exploration, la licence de développement et les approbations municipales nécessaires en vertu d'un plan d'occupation des sols précis. La demande d'appel déposée auprès de l'Appellate Committee for Environment and Resources pour réclamer l'annulation du permis de construction demeure en suspens. Une réponse officielle aux questions et motifs invoqués par le demandeur a été déposée. La mise en service est prévue pour le premier semestre de 2020.

DÉCLARATION DE DIVIDENDE

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 octobre 2018 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par Action privilégiée de série A	Dividende par Action privilégiée de série C
13 août 2018	28 septembre 2018	15 octobre 2018	0,1700 \$	0,2255 \$	0,359375 \$

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

Les états financiers intermédiaires non audités consolidés résumés et les notes y afférentes ainsi que le rapport de gestion d'Innergex du deuxième trimestre de 2018 sont disponibles sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com et à la section « Investisseurs » du site Web de la Société à l'adresse www.innergex.com.

CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE ET WEBDIFFUSION

La Société tiendra une conférence téléphonique et une webdiffusion le mardi 14 août 2018, à 10 h HNE. 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 ou en accédant à la webdiffusion à l'adresse <https://bit.ly/2zcdvYg> ou sur le site Web d'Innergex à l'adresse www.innergex.com. Les membres des médias et du public peuvent assister à la conférence téléphonique et à la webdiffusion en mode écoute seulement. Un enregistrement de la conférence sera disponible après la conférence sur le site Internet de la Société.

À propos d'Innergex énergie renouvelable inc.

La Société est un acteur dédié du secteur des énergies renouvelables qui développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des centrales géothermiques. En tant qu'acteur mondial dans le secteur, Innergex exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France, au Chili et en Islande. Innergex gère un important portefeuille d'actifs qui comprend actuellement des intérêts dans 68 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 1 725 MW (puissance brute de 3 072 MW), dont 37 centrales hydroélectriques, 25 parcs éoliens, quatre parcs solaires et deux centrales géothermiques. Elle détient aussi des intérêts dans cinq projets en développement d'une puissance installée nette totale de 719 MW (puissance brute de 800 MW), dont deux sont actuellement en construction, et des projets potentiels qui en sont à différents stades de développement, d'une puissance nette totale de 8 382 MW (puissance brute de 9 246 MW). Le respect de l'environnement et l'équilibre de

l'intérêt supérieur des communautés hôtes, de ses partenaires et de ses investisseurs sont au coeur du développement de la Société. Sa stratégie de création de valeur pour les actionnaires est de générer des flux de trésorerie constants, de présenter un attrayant rendement ajusté au risque et de distribuer un dividende stable. Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P.

Mise en garde sur les mesures financières non conformes aux IFRS

Les états financiers intermédiaires non audités consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2018 ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent communiqué ne sont pas des mesures reconnues en vertu des IFRS, et sont donc susceptibles de ne pas être comparables à celles présentées par d'autres émetteurs. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. De plus, ces indicateurs facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes. Le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, le BAIIA ajusté proportionnel, les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent communiqué visent les produits d'exploitation moins les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.

Les références à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent communiqué visent le BAIIA ajusté divisé par les produits. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société.

Les références à la « quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent communiqué visent les participations d'Innergex dans les capitaux propres ou les participations commanditées de ces coentreprises et entreprises associées, s'il y a lieu, dans le BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées.

Les références au « BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent communiqué visent le BAIIA ajusté plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex. Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté proportionnel ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS.

Les références aux « flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, les remboursements prévus du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. Innergex estime que cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la capacité de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Les lecteurs sont avisés que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS.

Les références au « ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles. Innergex est d'avis qu'il s'agit d'une mesure de sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance.

Information prospective

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent communiqué contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). L'information prospective se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent communiqué.

L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production et le BAIIA ajusté prévus afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, de l'incidence financière potentielle des acquisitions, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et de sa capacité à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

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

Comme les énoncés prospectifs concernent des circonstances ou des événements futurs, ils comportent, de par leur nature, des risques et des incertitudes intrinsèques. Les résultats réels pourraient différer considérablement des prévisions actuelles en raison d'un certain nombre de facteurs et de risques. Ceux-ci comprennent, sans s'y limiter : les risques liés au secteur de l'énergie renouvelable en général comme l'application de la stratégie; la capacité de développer les projets de la Société conformément aux délais et budgets alloués; les ressources en capital; les instruments financiers dérivés; les conditions économiques et financières actuelles; les régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les ressources géothermiques; la construction, la conception et le développement de nouvelles installations; le rendement des projets existants; la défaillance de l'équipement; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; les taux de change; la variation du prix du marché de l'électricité; l'effet de levier financier et les clauses restrictives; et les relations avec les services publics. Les lecteurs sont mis en garde que la liste de facteurs ci-dessus n'est pas exhaustive. De l'information supplémentaire sur ces facteurs ainsi que d'autres facteurs susceptibles d'avoir une incidence sur les activités ou les résultats financiers d'Innergex est fournie dans la notice annuelle d'Innergex disponible sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

Il y a aussi des risques inhérents à l'acquisition de la participation de TransCanada dans les cinq parcs éoliens Cartier, notamment des évaluations erronées de la valeur de l'entité, le défaut de satisfaire aux conditions de clôture, l'exercice de droits de résiliation par Innergex ou TransCanada, le défaut d'obtenir les approbations requises des autorités de réglementation et les consentements d'autres tiers, y compris l'approbation du Bureau de la concurrence. Par conséquent, rien ne garantit que la transaction sera réalisée ou qu'elle le sera selon les conditions ou au moment que prévoit le présent rapport de gestion. La transaction pourrait être modifiée, restructurée ou résiliée. Rien ne garantit non plus la réalisation des avantages stratégiques, opérationnels et financiers devant découler de la transaction. En outre, la cession éventuelle d'actifs choisis (dans leur totalité ou d'une partie seulement) et la participation de partenaires minoritaires dans les parcs éoliens Cartier sont aussi assujettis à des risques et incertitudes inhérents, y compris l'issue de l'exploration d'Innergex pour trouver des acheteurs et des partenaires intéressés, sa capacité d'évaluer correctement la valeur des actifs, la réalisation et le calendrier de ces opérations ainsi que leurs modalités, le cas échéant, et, si ces opérations sont réalisées, la capacité d'Innergex de réaliser les avantages prévus de celles-ci.

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 Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme (PMLT) d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires, et pour l'énergie géothermique, les ressources géothermiques passées, l'épuisement des ressources géothermiques au fil du temps, la technologie utilisée et la perte d'énergie potentielle avant la livraison. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (à l'exclusion de Dokie, d'East Toba, de Flat Top, de Jimmie Creek, de Kokomo, de Montrose Creek, de Shannon, de Spartan, d'Umbata Falls et de Viger-Denonville, qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes, solaires et géothermiques et de la production d'électricité connexe Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et des ressources géothermiques Épuisement naturel des ressources géothermiques Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues Catastrophe naturelle</p>
<p>Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des projets en développement ou des projets potentiels La Société 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 pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) retenu pour le projet. La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction à propos 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 Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Obtention des permis Approvisionnement en matériel Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement Relations avec les parties prenantes Risques réglementaires et politiques Taux d'inflation plus élevé que prévu Catastrophe naturelle</p>

Principales hypothèses

Principaux risques et principales incertitudes

Produits prévus

Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Les produits des installations de HS Orka fluctuent également en fonction du prix de l'aluminium, puisque certains des CAÉ sont liés à ce prix. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Dokie, East Toba, Flat Top, Jimmie Creek, Kokomo, Montrose Creek, Shannon, Spartan, Umbata Falls, Viger-Denonville et le spa Blue Lagoon comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).

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

BAIIA 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, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers, des redevances et des coûts de l'électricité (s'il y a lieu); à l'exception des charges d'entretien et des coûts de l'électricité, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (à l'exclusion de Dokie, d'East Toba, de Flat Top, de Jimmie Creek, de Kokomo, de Montrose Creek, de Shannon, de Spartan, d'Umbata Falls, de Viger-Denonville et de Blue Lagoon, qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence). Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau ainsi que les charges prévues liées aux projets potentiels, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.

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

Clôture prévue de l'acquisition et du financement devant être accordé par Valeurs Mobilières TD Inc. et BMO Marchés des capitaux

La Société s'attend raisonnablement à ce que les conditions de clôture soient satisfaites dans les délais.

Disponibilité du capital
Risques d'ordre réglementaire et politique
Rendement des contreparties

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

- 30 -

Pour plus de renseignements

Jean Perron
Chef de la direction financière
450 928-2550, poste 1239

Karine Vachon
Directrice – Communications
450 928-2550, poste 1222

Innergex énergie renouvelable inc.
www.innergex.com