

Communiqué de presse
Pour diffusion immédiate

INNERGEX DIVULGUE SES RÉSULTATS DU DEUXIÈME TRIMESTRE 2013 AJOUTS DE CAPACITÉ, FINANCEMENTS ET DÉVELOPPEMENT SUR LA BONNE VOIE

- La production augmente de 14 % pour le trimestre et de 16 % pour 6 mois
- Les produits opérationnels augmentent de 16 % à 63,2 M\$ pour le trimestre, et de 20 % à 98,9 M\$ pour 6 mois
- Le BAIIA ajusté augmente de 15 % à 51,3 M\$ pour le trimestre, et de 22 % à 76,7 M\$ pour 6 mois
- La production atteint 103 % de la moyenne à long terme pour le trimestre, et 96 % pour 6 mois
- L'acquisition de Magpie a été complétée le 25 juillet 2013

LONGUEUIL, Québec, le 8 août 2013 - Innergex énergie renouvelable inc. (TSX: INE) (« Innergex » ou la « Société ») divulgue aujourd'hui ses résultats opérationnels et financiers pour le deuxième trimestre terminé le 30 juin 2013.

« Les ajouts de capacité ont continué d'alimenter la croissance d'Innergex au deuxième trimestre. En même temps, nous avons poursuivi la construction de trois projets qui devraient être mis en service d'ici la fin de l'année et le développement de cinq projets en phase d'obtention de permis; nous avons aussi clôturé trois financements et prolongé la facilité à terme de crédit rotatif pour une plus grande flexibilité de financement. Il y a quelques semaines, nous avons aussi complété l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie annoncée précédemment », déclare M. Letellier, président et chef de la direction de la Société.

RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

Les montants sont exprimés en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.

Pour les périodes terminées le 30 juin	Trois mois		Six mois	
	2013	2012 Redressés ³	2013	2012 Redressés ³
Production d'électricité (MWh)	792 542	694 662	1 178 711	1 013 996
Moyenne à long terme (MWh)	766 961	691 966	1 228 490	1 086 625
Produits opérationnels	63 167	54 360	98 855	82 429
BAIIA ajusté ¹	51 260	44 604	76 663	62 893
Bénéfice net (Perte nette)	31 039	(11 865)	30 861	(4 060)
Bénéfice net (perte nette), \$ par action ²	0,28	(0,12)	0,29	(0,03)

¹ Le BAIIA ajusté est défini comme étant les produits opérationnels moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels.

² Le bénéfice net (la perte nette) est le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère, moins le dividende déclaré sur les actions privilégiées, divisé(e) par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

³ Les résultats de 2012 ont été redressés pour refléter l'application de la norme IFRS 11.

Résultats du deuxième trimestre

Pour le deuxième trimestre clos le 30 juin 2013, la production d'électricité a atteint 792,5 GWh, soit 103 % de la moyenne à long terme, comparativement à 100 % pour le trimestre correspondant l'année précédente. Cette production est attribuable à des débits d'eau supérieurs à la moyenne dans tous les marchés géographiques, surtout en Ontario et aux États-Unis, tandis que les régimes de vent ont été légèrement plus faibles que prévu pour tous les parcs éoliens, sauf Gros-Morne dont la production fut supérieure à la moyenne. Le parc solaire Stardale a produit un peu plus que sa moyenne à long terme.

Les produits opérationnels ont augmenté de 16 % pour le trimestre, principalement en raison de la contribution du parc solaire Stardale (mis en service en mai 2012), de la puissance installée additionnelle du parc éolien Gros-Morne (mise en service en novembre 2012) et de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek (conclue en octobre 2012). Le BAIIA ajusté a augmenté de 15 %, principalement en raison de produits opérationnels plus élevés.

Pour le deuxième trimestre de 2013, la Société a enregistré un bénéfice net de 31,0 M\$, comparativement à une perte nette de 11,9 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une augmentation du BAIIA ajusté et d'un gain net latent sur instruments financiers dérivés de 27,3 M\$ (perte nette latente de 27,1 M\$ en 2012). Le bénéfice net pour le trimestre comprend également une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés de 3,3 M\$ liée au règlement de contrats à terme sur obligations de Northwest Stave River lors de la clôture du financement à long terme pour ce projet. Cette perte est compensée par le faible taux fixe du prêt à terme de 40 ans. En excluant la perte nette réalisée et le gain net latent sur instruments financiers dérivés (perte nette latente en 2012), ainsi que l'impôt associé, la Société aurait enregistré un bénéfice net pour le trimestre de 13,2 M\$ (comparativement à un bénéfice net de 8,2 M\$ en 2012). Cette augmentation est due principalement à la hausse du BAIIA ajusté pour le trimestre.

Résultats pour la période de six mois

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, la production d'électricité a atteint 1 178,7 GWh, soit 96 % de la moyenne à long terme, comparativement à 93 % pour la période correspondante l'année précédente. Les débits d'eau ont été inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et aux États-Unis et supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario durant le premier trimestre, pour ensuite être supérieurs à la moyenne dans tous les marchés géographiques, surtout en Ontario et aux États-Unis, au cours du deuxième trimestre. Les régimes de vent ont été légèrement plus faibles que prévu pour l'ensemble des parcs éoliens, sauf pour Carleton dont la production fut supérieure à la moyenne. La production du parc solaire Stardale fut très proche de sa moyenne à long terme, alors qu'une production supérieure à la moyenne au deuxième trimestre a compensé pour la production inférieure à la moyenne survenue en janvier, en raison de chutes de neige abondantes suivies de périodes de grands froids qui ont nui au déneigement.

Les produits opérationnels ont augmenté de 20 % pour la première moitié de l'année, principalement en raison de la contribution du parc solaire Stardale (mis en service en mai 2012), de la puissance installée additionnelle du parc éolien Gros-Morne (mise en service en novembre 2012) et de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek (conclue en octobre 2012). Le BAIIA ajusté a augmenté de 22 %, essentiellement en raison de produits opérationnels plus élevés, de frais généraux et administratifs stables et d'une baisse des charges liées aux projets potentiels.

Pour la première moitié de 2013, la Société a enregistré un bénéfice net de 30,9 M\$, comparativement à une perte nette de 4,1 M\$ pour la même période de l'exercice précédent, en raison d'une augmentation du BAIIA ajusté et d'un gain net latent sur instruments financiers dérivés de 31,2 M\$ (perte nette latente de 7,0 M\$ en 2012). Le bénéfice net pour le trimestre comprend également une perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés de 3,3 M\$ liée au règlement de contrats à terme sur obligations de Northwest Stave River lors de la clôture du financement à long terme pour ce projet. Cette perte est compensée par le faible taux fixe du prêt à terme de 40 ans. En excluant la perte nette réalisée et le gain net latent sur instruments financiers dérivés (perte nette latente en 2012), ainsi que l'impôt associé, la Société aurait enregistré un bénéfice net pour le trimestre de 10,2 M\$ (comparativement à un bénéfice net de 1,1 M\$ en 2012). Cette augmentation est due principalement à la hausse du BAIIA ajusté pour le trimestre.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Pour la période de six mois close le 30 juin 2013, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont totalisé 48,0 M\$ (32,0 M\$ en 2012). Cette augmentation est due principalement à une augmentation de 13,8 M\$ du BAIIA ajusté et d'une variation favorable des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel de 3,6 M\$.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

Centrale hydroélectrique Kwoiek Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté au dernier trimestre de 2011. Présentement, l'installation des turbines et des générateurs et l'installation d'équipement dans le poste électrique sont complétées; la construction de la ligne de transport est presque complétée; et la construction de la prise d'eau, l'installation de la conduite forcée et le câblage de la centrale se poursuivent. Les travaux de construction de cette centrale de 49,9 MW progressent selon le calendrier et le budget et devraient être terminés au quatrième trimestre de 2013.

Centrale hydroélectrique Northwest Stave River

La construction de cette centrale hydroélectrique a débuté au dernier trimestre de 2011. Présentement, la construction de la centrale, de la conduite forcée et de la ligne de transport sont presque complétées et les travaux d'ingénierie civile et l'installation des équipements hydromécaniques de la centrale devraient être terminés à l'automne. La superstructure de la centrale est terminée et l'installation des turbines et des générateurs est en cours. Les travaux de construction de cette centrale de 17,5 MW progressent selon le calendrier et le budget et devraient être terminés au quatrième trimestre de 2013.

Parc éolien Viger-Denonville

La construction de ce parc éolien a débuté durant le premier trimestre de 2013. Les activités en cours comprennent la construction des routes, le coulage du béton des fondations des turbines, la préparation des routes d'accès pour la livraison des turbines et l'excavation du réseau collecteur. Les travaux de construction de ce parc éolien de 24,6 MW progressent selon le calendrier et le budget et devraient être terminés au quatrième trimestre de 2013.

Centrales hydroélectriques Boulder Creek, North Creek et Upper Lillooet

Les projets Upper Lillooet et Boulder Creek ont chacun reçu leurs droits de propriété foncière et leur permis d'utilisation de l'eau du gouvernement provincial. La Société prévoit que d'ici à la fin de l'été elle aura reçu tous les permis nécessaires pour ces projets, auquel moment elle pourra entamer les activités de construction. De plus, les discussions avec BC Hydro se poursuivent en vue d'obtenir son consentement afin d'amender les contrats d'achat d'électricité pour refléter l'augmentation de la puissance installée des projets Upper Lillooet et Boulder Creek et l'abandon du projet North Creek. La Société prévoit que la construction du projet Boulder Creek de 25,3 MW commencera en 2013 et que le projet sera mis en service commercial en 2015. Elle prévoit que la construction du projet Upper Lillooet de 81,4 MW commencera en 2013 et que le projet sera mis en service commercial en 2016.

Centrale hydroélectrique Tretheway Creek

Le projet a obtenu ses droits de propriété foncière et son permis d'utilisation de l'eau du gouvernement provincial. Les autres permis sont en voie d'être obtenus. La Société continue d'optimiser la conception du projet et de discuter des options en matière de prix et d'économies avec les entrepreneurs en travaux de génie civil, les fournisseurs de turbines et de générateurs et les entrepreneurs pour la construction de la ligne de transport. La Société a demandé le consentement de BC Hydro afin d'accroître la puissance installée du projet. La Société prévoit que la construction du projet Tretheway Creek de 23,2 MW commencera en 2013 et qu'il sera mis en service commercial en 2015.

Centrale hydroélectrique Big Silver Creek

Le projet a obtenu ses droits de propriété foncière et son permis d'utilisation de l'eau du gouvernement provincial. Les autres permis sont en voie d'être obtenus. La Société continue d'optimiser la conception du projet et de discuter des options en matière de prix et d'économies avec les entrepreneurs en travaux de génie civil, les fournisseurs de turbines et de générateurs et les entrepreneurs pour la construction de la ligne de transport. La Société prévoit que la construction du projet Big Silver Creek de 40,6 MW commencera en 2013 et qu'il sera mis en service commercial en 2016.

Parc éolien Mesji'g Ugu's'n ("MU")

Le 10 mai 2013, dans le cadre de l'annonce d'un approvisionnement de 800 MW en énergie éolienne, le gouvernement du Québec a attribué 150 MW pour un nouveau projet d'énergie éolienne aux communautés Mi'gmaq du Québec, avec lesquelles Innergex a un partenariat. Les partenaires partageront les distributions du projet dans des proportions variables, basées en partie sur leur investissement en capitaux propres initial. Au départ, la Société prévoit financer la majorité de l'investissement en capitaux propres; par conséquent, elle prévoit recevoir environ 75 % des flux de trésorerie du projet la première année. Toutefois, au cours des 15 premières années, le partenaire de la Société aura le droit d'augmenter graduellement, et jusqu'à 65 %, son investissement en capitaux propres (en rachetant une partie des capitaux propres de la Société à un prix basé sur la valeur actuelle de flux de trésorerie futurs en fonction d'un taux de rendement prédéterminé) et par conséquent de recevoir une plus grande part des flux de trésorerie. Quoi qu'il en soit, à partir de la seizième année, la Société recevra au moins 35 % et pas plus de 40 % des flux de trésorerie annuels du projet jusqu'à la fin de la durée de celui-ci. Présentement, les partenaires négocient les modalités d'un contrat d'achat d'électricité à long terme avec Hydro-Québec Distribution. Ils prévoient signer ce contrat sous peu. L'évaluation environnementale du projet a déjà été complétée et a été déposée au ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. Les partenaires prévoient commencer la construction de ce projet en 2015. La date de mise en service commercial reste à déterminer, mais elle est prévue soit pour la fin de 2016 ou le début de 2017.

ÉVÈNEMENTS SUBSÉQUENTS

Clôture de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie

Le 25 juillet 2013, la Société a complété l'acquisition auprès du groupe de sociétés Hydroméga (« Hydroméga ») de la centrale Magpie, située au Québec, annoncée précédemment. Magpie est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 40,6 MW située sur des terres publiques dans la Municipalité Régionale de Comté de Minganie, dans le nord-est du Québec. Cette centrale a été mise en service en 2007 et toute l'électricité qu'elle produit fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe de 25 ans avec Hydro-Québec, dont le prix est augmenté annuellement de 1 %. La production annuelle moyenne de Magpie est d'environ 185 000 MWh et devrait générer des revenus annualisés de l'ordre de 10,6 M\$ en 2013 (y compris les paiements reçus en vertu du programme écoÉNERGIE) et un BAIIA ajusté de l'ordre de 8,2 M\$. La Société a payé le coût d'achat final de 28,6 M\$ en espèces, et prend en charge des dettes liées au projet totalisant 55,4 M\$, y compris un financement sans recours de 50,4 M\$ comportant un taux d'intérêt moyen fixe de 6,35 %.

Clôture du financement du projet éolien Viger-Denonville

Le 7 août 2013, Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. (« Viger-Denonville, s.e.c. ») a conclu un financement de 61,7 M\$ pour un prêt de construction et un prêt à terme pour le projet éolien Viger-Denonville, situé au Québec. Le prêt de construction de 61,7 M\$ portera un taux d'intérêt fixe de 6,0 % (par l'entremise de swaps) à partir du 31 décembre 2013; après la mise en service du projet, il sera converti en prêt à terme de 18 ans. Viger-Denonville, s.e.c. a également conclu un prêt à court terme de 5,5 M\$ portant un taux d'intérêt flottant pour financer la construction du poste électrique et du réseau collecteur, pour lesquels il a droit à un remboursement d'Hydro-Québec en 2014. Ces prêts ont été conclus avec KfW IPEX-Bank GmbH à titre d'agent et de prêteur. Le produit de ce financement servira à financer un peu plus de 80 % des coûts totaux du projet. En même temps que la clôture de ce financement, Viger-Denonville, s.e.c. a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur la dette et ainsi protéger les rendements prévus du projet, donnant lieu à un profit réalisé sur instruments financiers dérivés de 2,2 M\$; ceci est l'équivalent d'un taux fixe de l'ordre de 5,5 % sur le prêt.

Modifications au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »)

En raison des conditions de marché actuelles, la Société a décidé d'éliminer l'escompte de 2,5 % applicable au prix d'achat des actions émises à l'intention des actionnaires qui participent au RRD. Par conséquent, les actions achetées aux termes du RRD demeureront des actions nouvellement émises, et le prix continuera d'être fixé au cours moyen pondéré des actions ordinaires à la Bourse de Toronto pendant les cinq (5) jours ouvrables précédant immédiatement la date de versement de dividendes. Cette modification est entrée en vigueur le 8 août 2013. Toute décision de la Société destinée à modifier la méthode d'achat des actions ou l'escompte accordé sur le prix d'achat des actions nouvellement émises sera annoncée par voie de communiqué.

En outre, au deuxième trimestre, la Société a modifié les modalités du RRD afin d'éliminer la disposition prévoyant que dans certaines circonstances, elle avait la possibilité de limiter le montant des nouveaux capitaux propres disponibles en vertu du régime aux fins d'un versement de dividendes donné et d'opter plutôt pour le versement d'un dividende en espèces. Cette modification est entrée en vigueur le 23 mai 2013.

DÉCLARATIONS DE DIVIDENDES

Dividendes versés aux actionnaires privilégiés

Le 8 août 2013, la Société a déclaré un dividende de 0,3125 \$ par action privilégiée de série A qui sera versé le 15 octobre 2013 aux actionnaires privilégiés de série A inscrits à la fermeture des marchés le 30 septembre 2013.

Le 8 août 2013, la Société a déclaré un dividende de 0,359375 \$ par action privilégiée de série C qui sera versé le 15 octobre 2013 aux actionnaires privilégiés de série C inscrits à la fermeture des marchés le 30 septembre 2013.

Dividendes versés aux actionnaires ordinaires

Le 8 août 2013, la Société a déclaré un dividende de 0,145 \$ par action ordinaire qui sera versé le 15 octobre 2013 aux actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des marchés le 30 septembre 2013.

CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE ET WEBDIFFUSION

La Société tiendra une conférence téléphonique et une webdiffusion demain, le vendredi 9 août 2013 à 10 h HAE. M. Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex et M. Jean Trudel, chef de la direction des investissements et vice-président principal - Communications présenteront les résultats du deuxième trimestre de l'exercice 2013, ainsi qu'un bilan de mi-année. Les investisseurs et les analystes financiers sont invités à participer à la conférence en composant le **647 427-7450** ou le **1 888 231-8191**, et à la webdiffusion en visitant le <http://services.choruscall.ca/links/innergex.html>, ou encore le site Internet de la Société à www.innergex.com. Les membres des médias et du public peuvent également assister à la conférence téléphonique et la webdiffusion, en mode écoute seulement. Un enregistrement de la conférence et de la webdiffusion seront disponibles le même jour sur le site Internet de la Société.

À propos d'Innergex énergie renouvelable inc.

Innergex énergie renouvelable inc. (TSX: INE) est un chef de file canadien de l'industrie de l'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la Société développe, détient et gère des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens et des parcs solaires photovoltaïques et elle exerce ses activités au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique et dans l'Idaho, aux États-Unis. Son portefeuille d'actifs comprend actuellement : i) des intérêts dans 29 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 617 MW (puissance brute de 1 072 MW), dont 23 centrales hydroélectriques, cinq parcs éoliens et un parc solaire photovoltaïque; ii) des intérêts dans huit projets en développement ou en construction d'une puissance installée nette totale de 265 MW (puissance brute de 413 MW), pour lesquels des contrats d'achat d'électricité ont été obtenus; et iii) des projets potentiels d'une puissance nette totale de 2 900 MW (puissance brute de 3 125 MW). Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P et BB (élevé) par DBRS (notation on sollicitée).

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 rendement sur le capital élevé, 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 et six mois closes le 30 juin 2013 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 ses capacités de production et de génération de liquidités, et facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et n'a pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Les références au « BAIIA ajusté » comprises dans le présent communiqué visent comme étant les produits opérationnels moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels. Les investisseurs sont avisés que

ces mesures non conformes aux IFRS ne doivent pas être considérées comme un substitut au résultat net déterminé conformément aux IFRS.

Mise en garde concernant l'information prospective

En vue d'informer les actionnaires et les investisseurs éventuels sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent communiqué peut contenir 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 », « approximatif », « potentiel », « pourrait », « fera », « pouvoir », « estimer », « anticiper », « planifier », « prévoir », « ne prévoit pas », « est prévu », « budget », « planifier », « perspectives », « a l'intention de » ou « croit » et d'autres termes semblables indiquant que certains événements se produiront. L'information prospective inclut, sans s'y limiter, des déclarations concernant le début ou la terminaison de la construction de tout projet en développement et la clôture de l'acquisition des autres actifs d'Hydromega.

L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que les revenus projetés, les coûts de constructions projetés ou le prix approximatif des acquisitions afin d'informer les investisseurs et les actionnaires de l'impact financier potentiel des acquisitions récemment annoncées ou des résultats escomptés; cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Cette information prospective exprime, en date du présent communiqué, les estimations, prévisions, projections, attentes ou opinions d'Innergex à l'égard d'événements ou de résultats futurs. L'information prospective comporte des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs importants qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement futurs exprimés ou sous-entendus dans l'information prospective. Les risques et les incertitudes importants pouvant entraîner un écart considérable entre les résultats et les développements réels et les attentes actuelles indiquées dans le présent communiqué comprennent, sans s'y limiter : la mise en œuvre de la stratégie; les ressources en capital; les instruments financiers dérivés; les régimes hydrologiques, éoliens et solaires; délais et dépassements de coûts dans la construction et la conception des projets; risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; le développement de nouvelles installations; les permis; le rendement des projets; défaillance de l'équipement; taux d'intérêt et risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives; déclaration de dividendes à la discrétion du conseil; obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité; haute direction et employés clés; litiges; défaut d'exécution des principales contreparties; relations avec les intervenants; approvisionnement en matériaux; réglementation et politique; capacité à obtenir les terrains appropriés; dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; dépendance envers les réseaux de transport; redevances d'utilisation d'énergie hydraulique; évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe; barrages sécuritaires; catastrophes naturelles; force majeure; taux de change; limites de l'assurance; la notation peut ne pas refléter le rendement réel de la société; possible responsabilité non divulguée liée aux acquisitions; intégration des centrales et des projets acquis et devant être acquis; défaut d'obtenir les avantages des acquisitions; défaut de conclure l'acquisition des centrales hydroélectriques et projets en développement d'Hydromega; infrastructure d'interconnexion et de transport partagée; introduction à l'énergie solaire photovoltaïque des centrales; et les produits provenant de la centrale Miller Creek peuvent fluctuer en raison du prix au comptant de l'électricité. Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables et valides, il existe un risque que l'information prospective soit incorrecte. Les lecteurs du présent communiqué sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective. Toute information prospective, qu'elle soit écrite ou verbale, imputable à Innergex ou à une personne qui agit en son nom, est expressément présentée sous réserve de ces avertissements. La déclaration de l'information prospective contenue dans la présente est faite en date de l'émission de ce communiqué et 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, veuillez contacter :

Jean Trudel, MBA
Chef de la direction des investissements et
Vice-président principal - Communications
450 928-2550, poste 252
jtrudel@innergex.com

Marie-Josée Privyk, CFA, PAPPD
Directrice - Relations avec les investisseurs
450 928-2550, poste 222
mjprivyk@innergex.com
www.innergex.com