



RAPPORT TRIMESTRIEL 2017

INNERGEX

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

POUR LA PÉRIODE
CLOSE LE
30 JUIN 2017

Les présents états financiers consolidés résumés n'ont pas été audités
ni examinés par les auditeurs externes de la Société.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Innergex énergie renouvelable inc. est un chef de file indépendant de l'industrie canadienne de l'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la Société développe, possède et exploite des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens et des parcs solaires photovoltaïques et exerce ses activités au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique, au Canada, en France et dans l'Idaho, aux États-Unis. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débetures convertibles sous le symbole INE.DB.A.

La mission d'Innergex est d'accroître sa production d'énergie renouvelable grâce à des installations de grande qualité, développées et exploitées dans le respect de l'environnement et dans l'équilibre des meilleurs intérêts des communautés hôtes, de ses partenaires et de ses investisseurs.

INTRODUCTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour la période de six mois close le 30 juin 2017. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 3 août 2017, date à laquelle il a été approuvé par le Conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés résumés non audités et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017 et avec la Revue financière de la Société au 31 décembre 2016.

Les états financiers consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, ainsi que les données comparables de 2016, ont été préparés conformément aux normes internationales d'information financière (« IFRS »). Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent avoir une incidence sur certains calculs.

FAITS SAILLANTS DU DEUXIÈME TRIMESTRE ET DE LA PÉRIODE DE SIX MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2017

- La production a atteint 92 % de la moyenne à long terme (« PMLT ») pour le deuxième trimestre et 91 % de la PMLT pour la période de six mois.
- Par rapport aux mêmes périodes l'an dernier, les produits ont augmenté de 25 % à 109,5 M\$ pour le deuxième trimestre et de 22 % à 184,1 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2017.
- Par rapport aux mêmes périodes l'an dernier, le BAIIA ajusté a augmenté de 29 % à 85,9 M\$ pour le deuxième trimestre et de 19 % à 136,9 M\$ pour la période de six mois close le 30 juin 2017.
- Innergex a complété l'acquisition de trois projets éoliens (Rougemont 1-2 et Vaite), d'une capacité totale de 119,5 MW, dans la région de Bourgogne-Franche-Comté, en France. Le projet Rougemont-2 est toujours en construction.
- En Colombie-Britannique, la centrale hydroélectrique Boulder Creek de 25,3 MW a été mise en service le 16 mai 2017.

TABLE DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	3	Liquidités et ressources en capital	21
Information prospective	3	Dividendes	22
Mesures non conformes aux IFRS	6	Situation financière	22
Renseignements supplémentaires et mise à jour	7	Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution....	25
Vue d'ensemble	7	Information sectorielle	27
Stratégie de la Société	8	Renseignements financiers trimestriels	31
Mise à jour au deuxième trimestre	10	Participations dans des coentreprises	32
Projet en développement et activités de mise en service	12	Filiales à moins de 100 %	34
Projets potentiels	13	Modifications de méthodes comptables	36
Résultats d'exploitation	13	Événements postérieurs à la clôture	37

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

ÉTABLISSEMENT ET MAINTIEN DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET DU CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

- des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») pour fournir l'assurance raisonnable que : i) l'information d'importance concernant la Société est communiquée par d'autres personnes au président et chef de la direction et au chef de la direction financière en temps opportun, en particulier pendant la période où les documents intermédiaires et annuels sont établis, et ii) l'information que la Société doit présenter dans ses documents annuels, documents intermédiaires ou autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières en vigueur est enregistrée, traitée, synthétisée et présentée dans les délais prescrits par cette législation;
- le contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS applicables à la Société.

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont attesté : a) qu'il n'y avait aucune faiblesse importante à l'égard des CPCI et des CIIF pour la période de trois mois close le 30 juin 2017, b) qu'ils ont limité la portée de la conception par la Société des CPCI et des CIIF afin d'exclure les politiques et les procédures liées aux contrôles de Montjean Energies, Theil Rabier Energies, Eoles Yonne S.A.S., Energies du Plateau Central S.A.S., Energies du Plateau Central 2 S.A.S. et Energie du Rechet S.A.S., et c) qu'il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant la période de trois mois close le 30 juin 2017 qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la Société. La conception et l'évaluation de l'efficacité du fonctionnement des CPCI et des CIIF de Montjean Energies, Theil Rabier Energies, Eoles Yonne S.A.S., Energies du Plateau Central S.A.S., Energies du Plateau Central 2 S.A.S. et Energie du Rechet S.A.S. seront achevées dans les 12 mois suivant la date d'acquisition. Un résumé de l'information financière relative à Montjean Energies, Theil Rabier Energies, Eoles Yonne S.A.S., Energies du Plateau Central S.A.S., Energies du Plateau Central 2 S.A.S. et Energie du Rechet S.A.S. est présenté à la rubrique « Filiales à moins de 100 % » du présent rapport de gestion.

INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). Celle-ci 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 rapport de gestion.

Information financière future : L'information prospective comprend l'information prospective financière 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.

Hypothèses : L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société, à propos notamment des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, des conditions du marché des capitaux et de la réussite de la Société à développer de nouvelles installations.

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement futurs exprimés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes 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 des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés (« Dérivés »); les fluctuations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; la

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants moyennant des modalités et des conditions équivalentes; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la défaillance de l'équipement ou des activités d'entretien ou d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; la possibilité que la Société ne déclare ni ne verse un dividende; des changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; la variabilité du rendement des installations et les pénalités afférentes; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en matériaux; l'exposition à de nombreuses formes différentes d'imposition dans diverses juridictions; les changements de la conjoncture économique générale; les risques réglementaires et politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la disponibilité et la fiabilité des réseaux de transport; les risques liés à la croissance et à l'expansion des marchés étrangers; les fluctuations du taux de change; l'augmentation des droits d'utilisation de l'eau ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe; les bris des barrages; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; la cybersécurité; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance; une notation de crédit qui peut ne pas refléter la performance réelle de la Société ou qui peut être abaissée; la possibilité de responsabilités non communiquées liées aux acquisitions; l'intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées; et le fait que les produits provenant de la centrale Miller Creek vont 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 dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective est présentée à la date du présent rapport de gestion 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 rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Information prospective dans le présent rapport de gestion

Le tableau ci-dessous présente certaines informations prospectives contenues dans le présent rapport de gestion que la Société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels, ainsi que 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
Production prévue Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (PMLT). 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).	Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues Catastrophe naturelle

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Produits prévus</p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, 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. 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 Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité</p> <p>Taux d'inflation moins élevé que prévu</p> <p>Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ</p>
<p>BAlIA ajusté prévu</p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, 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. Sur une base consolidée, la Société estime le BAlIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (à l'exclusion d'Umbata Falls et Viger-Denonville 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.</p>	<p>Baisse des produits en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p>
<p>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</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 pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») dont les services ont été retenus 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 à propos de ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.</p>	<p>Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</p> <p>Catastrophe naturelle</p> <p>Résultats du processus de demande de règlement d'assurance</p>
<p>Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de payer un dividende trimestriel</p> <p>La Société estime les Flux de trésorerie disponibles comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation prévus, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur contrat d'achat d'électricité, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.</p> <p>La Société évalue le dividende annuel qu'il entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.</p>	<p>Un 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</p> <p>Des coûts de projets supérieurs aux attentes en raison principalement de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p> <p>Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende</p>

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
Intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.	Risques réglementaires et politiques Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires Capacité de conclure de nouveaux CAÉ

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les IFRS. Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures 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 Bénéfice net 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 document 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 document visent le BAIIA ajusté divisé par les produits.

Les références au « Bénéfice net ajusté » visent le bénéfice net (la perte nette) de la Société auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : (profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers, perte réalisée (profit réalisé) sur instruments financiers, charge (économie) d'impôt liée aux éléments ci-dessus, et quote-part du (profit net latent) de la perte nette latente sur les instruments financiers dérivés des coentreprises, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques, par exemple le risque de taux d'intérêt et le risque de change. La comptabilisation des dérivés selon les Normes internationales d'information financière exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché et que les variations de celle-ci soient inscrites au compte de résultat. L'application de cette norme comptable donne lieu à une volatilité importante des résultats découlant de l'utilisation des dérivés qui ne sont pas désignés pour l'application de la comptabilité de couverture. Le Bénéfice net ajusté de la Société vise à éliminer l'incidence des règles de l'évaluation à la valeur de marché sur les instruments financiers dérivés sur les résultats de la Société.

Les références aux « Flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation 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, 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 la Société de générer des liquidités à long terme 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 renvois 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 et le Bénéfice net ajusté ne doivent pas être considérés comme un substitut au résultat 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.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

Des renseignements supplémentaires concernant la Société, notamment sa *Notice annuelle*, sont accessibles par l'entremise du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières à l'adresse sedar.com ou sur le site Web de la Société à l'adresse innnergex.com. L'information postée sur le site Web de la Société ou qui peut être accessible par ce site Web ne fait pas partie du présent rapport de gestion et n'est pas intégrée aux présentes par renvoi.

VUE D'ENSEMBLE

La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités dans les projets d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire photovoltaïque (« PV ») qui bénéficient de faibles frais opérationnels et de gestion, ainsi que de technologies simples et éprouvées.

Portefeuille d'actifs

En date du présent rapport de gestion, la Société détient des participations dans trois groupes de projets de production d'électricité :

- 51 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et mai 2017, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 7,3 années. Elles vendent l'électricité produite en vertu de Contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante est de 20,1 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);
- un projet dont la mise en service commerciale est prévue pour le quatrième trimestre de 2017 (le « Projet en développement »);
- plusieurs projets pour lesquels des droits de propriété foncière ont été obtenus, pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou pour lesquels une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres ou dans le cadre d'un programme d'offre standard (collectivement, les « Projets potentiels »). Ces projets sont à différents stades de développement.

Le tableau ci-après présente les participations directes et indirectes de la Société dans les Installations en exploitation, les Projets en développement et les Projets potentiels.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

INNERGEX

	Installations en exploitation	Projets en développement	Projets potentiels
Hydroélectricité			
Puissance brute :	731.5 MW	-	990.0 MW
Puissance nette ¹ :	558.8 MW	-	840.0 MW
Éolien			
Puissance brute :	993.2 MW	44.5 MW	2,800.0 MW
Puissance nette ¹ :	470.7 MW	30.9 MW	2,570.0 MW
Solaire			
Puissance brute :	33.2 MW	-	150.0 MW
Puissance nette ¹ :	33.2 MW	-	150.0 MW
Total			
Puissance brute :	1757.9 MW	44.5 MW	3,940.0 MW
Puissance nette ¹ :	1062.7 MW	30.9 MW	3,560.0 MW

1. La puissance nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à la Société en fonction de sa participation dans ces installations et projets, la puissance restante étant attribuable à la propriété des partenaires.

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

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, lesquelles génèrent des flux de trésorerie constants et un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté au risque, et de distribuer un dividende stable.

Politique de dividende

La Société verse actuellement un dividende annuel de 0,66 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement.

La politique de dividende de la Société est déterminée par le Conseil d'administration et se fonde sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie, le bilan financier de la Société, les clauses restrictives de ses dettes, ses perspectives de croissance à long terme, les critères de solvabilité imposés par les lois sur les sociétés aux fins de la déclaration de dividendes, et d'autres critères pertinents.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Utilisation d'indicateurs de rendement clés

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés qui incluent ou pourraient inclure la comparaison de l'électricité générée en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh ») par rapport à une moyenne à long terme, le BAIIA ajusté, la marge sur le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles, le bénéfice net ajusté et le Ratio de distribution. Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La Société croit que ces indicateurs sont importants puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur les capacités de production et de génération de trésorerie de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également les comparaisons des résultats entre les périodes. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour un complément d'information.

Maintien de la diversification des sources d'énergie

La quantité d'électricité produite par les Installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire des débits d'eau, des régimes de vent et de l'ensoleillement. Des débits d'eau, des régimes de vent et un régime solaire moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits de la Société et sur sa rentabilité. Innergex possède des participations dans 31 centrales hydroélectriques localisées sur 27 bassins versants, 19 parcs éoliens et 1 parc solaire, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits. De plus, compte tenu de la nature de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant :

En GWh et %	Production moyenne à long terme consolidée ¹								
	T1		T2		T3		T4		Total
HYDRO	369,7	12 %	1 065,7	35 %	1 002,7	33 %	581,2	19 %	3 019,4
ÉOLIEN	564,9	30 %	402,6	22 %	356,4	19 %	537,1	29 %	1 861,0
SOLAIRE	7,2	19 %	12,4	33 %	12,5	33 %	5,7	15 %	37,9
Total	941,9	19 %	1 480,7	30 %	1 371,6	28 %	1 124,0	23 %	4 918,2

1. PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 3 août 2017. La PMLT est présentée conformément aux règles de comptabilisation des produits des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, laquelle est présentée à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

MISE À JOUR AU DEUXIÈME TRIMESTRE

Sommaire des résultats opérationnels et financiers

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
PRODUCTION				
Production (MWh)	1 322 781	1 176 451	2 045 053	1 840 838
PMLT (MWh)	1 437 100	1 045 265	2 257 734	1 602 286
Production en % de la PMLT	92 %	113 %	91 %	115 %
RÉSULTATS D'EXPLOITATION				
Produits	109 530	87 784	184 056	150 265
BAIIA ajusté	85 920	66 863	136 861	114 542
Marge du BAIIA ajusté	78,4 %	76,2 %	74,4 %	76,2 %
Bénéfice net	14 100	15 677	11 766	22 873
DIVIDENDES				
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	0,2255	0,2255	0,4510	0,4510
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action)	0,359375	0,359375	0,71875	0,71875
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$/action)	0,165	0,160	0,330	0,320

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2017, la production s'est établie à 92 % de la 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 et le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n au cours du trimestre et des régimes de vent inférieurs à la moyenne en France, facteurs partiellement contrebalancés par des débits d'eau supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario. La production a augmenté de 12 %, les produits se sont accrus de 25 % et le BAIIA ajusté a progressé de 29 % comparativement à la même période l'an dernier. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'apport du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek, mis en service en 2016, des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, mises en service en 2017, et des parcs éoliens Montjean, Theil-Rabier, Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite, acquis récemment. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par une diminution de la production dans la plupart de nos installations hydroélectriques en Colombie-Britannique et de nos installations éoliennes au Québec.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, la production s'est établie à 91 % de la 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 et le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n pendant la période, des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et des régimes de vent inférieurs à la moyenne au Québec et en France, facteurs partiellement contrebalancés par des débits d'eau supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario. La production a augmenté de 11 %, les produits se sont accrus de 22 % et le BAIIA ajusté a progressé de 19 % comparativement à la même période l'an dernier. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'apport du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et des centrales hydroélectriques Big Silver Creek, Upper Lillooet River et Boulder Creek, ainsi qu'à l'acquisition de parcs éoliens en France en 2016 et en 2017, partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans la plupart de nos installations hydroélectriques en Colombie-Britannique et de nos installations éoliennes au Québec. Le BAIIA ajusté a également été touché par le paiement d'un montant total de 3,2 M\$ au titre des droits d'utilisation de l'eau, qui ont été cotisés de nouveau pour 2011 et 2012 pour Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River. Ce paiement découle de la décision prise par le ministère des Forêts, des terres et de l'exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique d'appliquer des taux de location plus élevés en fonction de la production combinée de ces installations, plutôt que d'appliquer des taux inférieurs pour chaque installation selon leur production prise individuellement, comme cela était le cas auparavant. La Société a fait appel de cette décision auprès de l'Environmental Appeal Board. Depuis 2013, les droits d'utilisation de l'eau pour ces installations sont payés au taux de location le plus élevé. Une tranche de 49,99 % du paiement au titre des droits d'utilisation de l'eau est attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

Le bénéfice net de 14,1 M\$ enregistré au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2017, comparativement au bénéfice net de 15,7 M\$ constaté pour la même période de l'exercice précédent, est principalement attribuable à la production inférieure

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

à la moyenne de cette année, comparativement à la production supérieure à la moyenne de l'année précédente, ce qui explique la diminution du bénéfice net malgré l'augmentation des produits. Par conséquent, l'augmentation des charges financières et des amortissements en raison principalement du plus grand nombre d'installations en exploitation et la perte nette latente sur instruments financiers dérivés n'ont été que partiellement contrebalancées par l'augmentation du BAIIA ajusté, la diminution de la charge d'impôt et la hausse de la quote-part du bénéfice des coentreprises.

Le bénéfice net de 11,8 M\$ enregistré au cours de la période de six mois close le 30 juin 2017, comparativement au bénéfice net de 22,9 M\$ constaté pour la même période de l'exercice précédent, est principalement attribuable à la production inférieure à la moyenne de cette année comparativement à la production supérieure à la moyenne de l'année précédente, ce qui explique la diminution du bénéfice net malgré l'augmentation des produits. Par conséquent, l'augmentation des charges financières et des amortissements n'a été que partiellement contrebalancée par l'augmentation du BAIIA ajusté, la diminution de la charge d'impôt et la hausse de la quote-part du bénéfice des coentreprises.

Bénéfice net ajusté

Le Bénéfice net ajusté, une mesure non conforme aux IFRS, est un indicateur de rendement important utilisé par la Société pour évaluer ses résultats d'exploitation et dresser un portrait plus précis de ses résultats d'exploitation dans le secteur des énergies renouvelables.

Incidence sur le bénéfice net des instruments financiers	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice net	14 100	15 677	11 766	22 873
<i>Ajouter (Déduire) :</i>				
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	470	(2 145)	(4 605)	(3 432)
(Recouvrement) charge d'impôt liée aux éléments ci-dessus	(498)	864	634	1 199
Quote-part (du profit net latent) de la perte nette latente sur instruments financiers des coentreprises, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	(372)	164	(406)	704
Bénéfice net ajusté	13 700	14 560	7 389	21 344

Exclusion faite des profits et pertes sur instruments financiers ainsi que de l'impôt sur le revenu qui s'y rapporte, le bénéfice net pour la période de trois mois close le 30 juin 2017 se serait établi à 13,7 M\$, comparativement à un bénéfice net de 14,6 M\$ en 2016. La diminution est principalement attribuable à la production inférieure à la moyenne de cette année comparativement à la production supérieure à la moyenne de l'année précédente, ce qui explique la diminution du bénéfice net malgré l'augmentation des produits. Par conséquent, l'augmentation de 14,5 M\$ des charges financières, l'augmentation de 9,8 M\$ des amortissements et à la diminution de 4,8 M\$ de l'impôt différé n'ont été que partiellement contrebalancées par l'augmentation de 19,1 M\$ du BAIIA ajusté et l'augmentation de 1,3 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises.

Exclusion faite des profits et pertes sur instruments financiers ainsi que de l'impôt sur le revenu qui s'y rapporte, le bénéfice net pour la période de six mois close le 30 juin 2017 se serait établi à 7,4 M\$, comparativement à un bénéfice net de 21,3 M\$ en 2016. La diminution est principalement attribuable à la production inférieure à la moyenne de cette année comparativement à la production supérieure à la moyenne de l'année précédente, ce qui explique la diminution du bénéfice net malgré l'augmentation des produits. Par conséquent, l'augmentation de 24,3 M\$ des charges financières, l'augmentation de 20,0 M\$ des amortissements et la diminution de 7,0 M\$ de l'impôt différé n'ont été que partiellement contrebalancées par l'augmentation de 22,3 M\$ du BAIIA ajusté et l'augmentation de 2,5 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises.

Ratio de distribution

	Périodes de 12 mois closes le 30 juin	
	2017	2016
Flux de trésorerie disponibles ¹	75 888	78 939
Ratio de distribution ¹	93 %	84 %

1. Pour plus d'information sur le calcul et une explication des Flux de trésorerie disponibles et du Ratio de distribution de la Société, se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution ».

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2017, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 93 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 84 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. 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'Innergex, 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 de Rougemont 1-2 et de Vaite

Le 24 mai 2017, Innergex 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. Innergex possède des intérêts de 69,55 % dans les parcs éoliens et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins possède les 30,45 % restants.

Le prix d'achat de l'équité est d'environ 51,4 M€ (ou 76,2 M\$), sujet à certains ajustements. Innergex a financé sa part du prix d'achat, qui s'élevait 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€ (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 ET ACTIVITÉS DE MISE EN SERVICE

Activités de mise en service

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, première année	
					Estimés ¹ (M\$)	Au 30 juin (M\$)	Produits ¹ (M\$)	BAIIA ajusté ¹ (M\$)
HYDRO (Colombie-Britannique)								
Boulder Creek	66,7	25,3	92,5	40	123,6	122,0	9,0	7,5

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents.

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 avait débuté en octobre 2013. Selon le certificat d'exploitation commerciale délivré à BC Hydro, la date de mise en service est le 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.

À sa première année complète d'exploitation, la centrale devrait générer des produits et un BAIIA ajusté estimés respectivement à 9,0 M\$ et 7,5 M\$. Toute l'électricité que la centrale produit fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe de 40 ans avec BC Hydro, octroyé dans le cadre de l'appel d'offres pour de l'énergie propre de 2008 et dont le prix sera rajusté annuellement en fonction d'une portion de l'indice des prix à la consommation. Le 17 mars 2015, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 491,6 M\$ en prêts à la construction et à terme pour les projets Boulder Creek et Upper Lillooet

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

River, qui ont reçu le prix du financement 2015 de *Clean Energy BC* et le prix de financement de projets hydroélectriques 2016 du magazine *World Finance*.

Le processus de demande de règlement d'assurance relativement au feu de forêt de 2015 se poursuit, et des acomptes sont versés. La Société s'attend à recevoir une indemnité qui devrait couvrir la majeure partie des conséquences financières subies à la suite du feu de forêt.

Activités de construction

Les coûts totaux du projet s'établissaient comme suit :

PROJETS EN CONSTRUCTION	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MS	PMLT brute estimée ^{1,2} (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés ¹ (M\$)	Au 30 juin (M\$)	Produits ¹ (M\$)	BAlIA ajusté ¹ (M\$)
<i>ÉOLIEN (France)</i>									
Rougemont-2	69,6	44,5	2017	100,3	15	101,2 ²	73,4 ²	12,4 ²	9,6 ²

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du rapport de gestion.

2. Correspond à 100 % de cette installation.

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 rapport de gestion, tous les travaux de génie civil importants sont terminés, huit des seize 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.

PROJETS POTENTIELS

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée de 3 560 MW (puissance brute de 3 940 MW), sont à l'étape préliminaire de leur développement.

Certains Projets potentiels visent des processus d'approvisionnement en énergie en cours et futurs au Nouveau-Brunswick, en Alberta et en Saskatchewan. De plus, en Saskatchewan, Innergex fait partie du Yotin Wind Power Limited Partnership, qui s'est préqualifié pour la deuxième étape du processus d'appel d'offres visant la production d'énergie éolienne de SaskPower.

D'autres Projets potentiels sont maintenus ou continuent de progresser et pourront faire l'objet d'appels d'offres futurs qui ne sont pas encore annoncés ou visent des contrats d'achat d'électricité négociés avec des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables au Québec, en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario ou dans d'autres pays comme la France et les États-Unis. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des Projets potentiels sera réalisé.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La production d'électricité pour le dernier trimestre s'est établie à 92 % par rapport à la 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 et le parc éolien Mesgi'g Uguj's'n au cours du trimestre et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France, qui ont été partiellement contrebalancés par des débits d'eau supérieurs à la moyenne dans le secteur hydroélectrique au Québec et en Ontario.

La production a augmenté de 12 %, les produits, de 25 %, et le BAlIA ajusté, de 29 %. Ces augmentations sont attribuables 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 décembre 2016 et en 2017, 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.

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017 sont comparés aux résultats d'exploitation des périodes correspondantes en 2016.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Production d'électricité

Dans son évaluation des résultats d'exploitation, la Société compare la production d'électricité réelle avec une moyenne à long terme (« PMLT ») propre à chaque centrale hydroélectrique, parc éolien et parc solaire. Ces moyennes à long terme sont établies afin d'assurer une prévision à long terme de la production attendue pour chacune des installations de la Société.

Périodes de trois mois closes le 30 juin	2017			2016		
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDRO						
Québec	222 102	214 050	104%	216 835	214 050	101%
Ontario	22 340	20 805	107%	14 907	20 805	72%
Colombie-Britannique	748 622	804 953	93%	735 420	610 738	120%
États-Unis	9 709	16 956	57%	20 766	16 956	122%
Total partiel	1 002 773	1 056 764	95%	987 928	862 549	115%
ÉOLIEN						
Québec	234 748	278 561	84%	151 822	142 806	106%
France	72 904	89 487	81%	22 283	27 535	81%
Total partiel	307 652	368 048	84%	174 105	170 341	102%
SOLAIRE						
Ontario	12 356	12 288	101%	14 418	12 375	117%
Total	1 322 781	1 437 100	92%	1 176 451	1 045 265	113%

1. La centrale hydroélectrique Umbata Falls et le parc éolien Viger-Denonville sont traités comme des coentreprises et sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue du tableau de production. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour un complément d'information au sujet des coentreprises de la Société.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2017, les installations de la Société ont produit 1 322 781 MWh, soit 92 % par rapport à la PMLT de 1 437 100 MWh. 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, facteur partiellement contrebalancé par des débits d'eau supérieur à la moyenne au Québec et en Ontario. Globalement, 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 Ugu's'n et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne en France. Le parc solaire Stardale a produit 101 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire dans la moyenne. Pour un complément d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

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.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Périodes de six mois closes le 30 juin	2017			2016		
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDRO						
Québec	355 588	338 220	105%	351 087	338 220	104%
Ontario	45 864	45 099	102%	37 063	45 099	82%
Colombie-Britannique	917 352	1 006 417	91%	1 018 849	790 533	129%
États-Unis	16 437	24 883	66%	28 898	24 883	116%
Total partiel	1 335 241	1 414 619	94%	1 435 897	1 198 735	120%
ÉOLIEN						
Québec	538 796	645 575	83%	360 416	356 410	101%
France	150 857	178 071	85%	22 283	27 535	81%
Total partiel	689 653	823 646	84%	382 699	383 945	100%
SOLAIRE						
Ontario	20 159	19 469	104%	22 242	19 606	113%
Total	2 045 053	2 257 734	91%	1 840 838	1 602 286	115%

1. La centrale hydroélectrique Umbata Falls et le parc éolien Viger-Denonville sont traités comme des coentreprises et sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue du tableau de production. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour un complément d'information au sujet des coentreprises de la Société.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, les installations de la Société ont produit 2 045 053 MWh, soit 91 % par rapport à la PMLT de 2 257 734 MWh. 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, facteurs partiellement contrebalancés par des débits d'eau supérieurs à la moyenne au Québec et en Ontario. Globalement, 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 Ugju's'n et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et en France. Le parc solaire Stardale a produit 104 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. Pour un complément d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

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.

La performance globale des installations de la Société pour la période close le 30 juin 2017 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes le 30 juin				Périodes de six mois closes le 30 juin			
	2017		2016		2017		2016	
Produits	109 530	100,0%	87 784	100,0%	184 056	100,0%	150 265	100,0%
Charges d'exploitation	17 215	15,7%	14 218	16,2%	33 304	18,1%	23 616	15,7%
Frais généraux et administratifs	4 757	4,3%	3 945	4,5%	9 335	5,1%	7 632	5,1%
Charges liées aux Projets potentiels	1 638	1,5%	2 758	3,1%	4 556	2,5%	4 475	3,0%
BAlIA ajusté	85 920	78,4%	66 863	76,2%	136 861	74,4%	114 542	76,2%
Charges financières	39 064		24 608		68 361		44 102	
Autres produits, montant net	(413)		(233)		(772)		(407)	
Amortissements	31 964		22 135		61 546		41 572	
Quote-part du bénéfice des coentreprises (note 1)	(1 821)		(475)		(2 537)		(24)	
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	470		(2 145)		(4 605)		(3 432)	
Charge d'impôt	2 556		7 296		3 102		9 858	
Bénéfice net	14 100		15 677		11 766		22 873	
Bénéfice net (perte) attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	14 567		14 381		17 023		22 713	
Participations ne donnant pas le contrôle	(467)		1 296		(5 257)		160	
	14 100		15 677		11 766		22 873	
Bénéfice net par action - de base (\$)	0,12		0,12		0,13		0,19	

1. La centrale hydroélectrique Umbata Falls et le parc éolien Viger-Denonville sont traités comme des coentreprises et les participations de la Société dans ces projets doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour obtenir plus d'information.

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 Ugju's'n et de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek, mis 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.

Charges

Les *charges d'exploitation* sont constituées principalement de salaires des opérateurs, de primes d'assurance, de charges liées à l'exploitation et à l'entretien, d'impôts fonciers et de redevances. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, la Société a constaté des charges d'exploitation de 17,2 M\$ et 33,3 M\$, respectivement (14,2 M\$ et 23,6 M\$ en 2016). L'augmentation de 21 % pour le trimestre et celle de 41 % pour la période de six mois sont essentiellement attribuables à la mise en service du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n en décembre 2016, de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en juillet 2016, de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River en mars 2017 et de la centrale hydroélectrique Boulder Creek en mai 2017, ainsi qu'à l'acquisition de parcs éoliens en France entre avril 2016 et mai 2017, partiellement contrebalancées

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

par la diminution des charges d'exploitation pour la plupart des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique en raison de niveaux de production inférieurs par rapport à l'an dernier. Les charges d'exploitation pour la période de six mois ont aussi subi l'influence d'un paiement d'un montant total de 3,2 M\$ au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 pour Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River, qui ont été cotisés de nouveau à la suite de la décision prise par le ministère des Forêts, des terres et de l'exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique d'appliquer des taux de location plus élevés en fonction de la production combinée des installations, plutôt que d'appliquer des taux inférieurs pour chaque installation selon leur production prise individuellement, comme cela était le cas auparavant. La Société a fait appel de cette décision auprès de l'Environmental Appeal Board. Depuis 2013, les droits d'utilisation de l'eau pour ces installations sont payés au taux de location le plus élevé. Une tranche de 49,99 % du paiement au titre des droits d'utilisation de l'eau est attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, ces frais ont totalisé 4,8 M\$ et 9,3 M\$ respectivement (3,9 M\$ et 7,6 M\$ en 2016). L'augmentation de 21 % pour le trimestre et celle de 22 % pour la période de six mois découlent principalement du plus grand nombre d'installations en exploitation.

Les *charges liées aux Projets potentiels*, qui comprennent les coûts liés au développement des Projets potentiels, découlent du nombre de Projets potentiels que la Société a décidé de faire progresser et des ressources dont elle a besoin pour ce faire. Pour les périodes de trois mois close le 30 juin 2017, ces charges ont totalisé 1,6 M\$ (2,8 M\$ en 2016). La diminution de 41 % s'explique en partie par le temps et les efforts accrus qui ont été consacrés à la conclusion de l'acquisition des parcs éoliens Rougemont 1-2 et Vaite et par le classement des coûts connexes dans les coûts de transaction une fois l'acquisition conclue. Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, les charges liées aux Projets potentiels ont totalisé 4,6 M\$ (4,5 M\$ en 2016). L'augmentation de 2 % est liée principalement à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux, aux appels d'offres et aux déclarations d'intérêt en cours ou futurs dans les provinces canadiennes ainsi qu'à la progression de plusieurs Projets potentiels, facteurs partiellement contrebalancés par le temps et les efforts accrus qui ont été consacrés à la conclusion de l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite et par le classement des coûts connexes dans les coûts de transaction une fois l'acquisition conclue.

BAIIA ajusté

Le *BAIIA ajusté*, auquel la Société a recours comme indicateur de rendement clé pour évaluer ses résultats financiers, s'entend des produits diminués des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels.

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.

Charges financières

Les *charges financières* comprennent les intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles, les intérêts compensatoires au titre de l'inflation, l'amortissement des frais de financement, l'accroissement de la dette à long terme et des débetures convertibles, la charge de désactualisation des autres passifs et les autres charges financières. Pour la période de trois mois close le 30 juin 2017, les charges financières ont totalisé 39,1 M\$ (24,6 M\$ en 2016). L'augmentation est principalement attribuable aux charges liées aux installations récemment mises en service ou acquises (le parc éolien Mesgi'g Ujju's'n et les centrales hydroélectriques Big Silver Creek, Upper Lillooet River et Boulder Creek, mis en service en décembre 2016, juillet 2016, mars 2017 et mai 2017, respectivement, et les parcs éoliens Montjean, Theil-Rabier, Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite, en France, acquis en décembre 2016, février 2017 et mai 2017).

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, les charges financières ont totalisé 68,4 M\$ (44,1 M\$ en 2016). L'augmentation est principalement attribuable aux charges liées aux installations récemment mises en service ou acquises.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 4,42 % au 30 juin 2017 (4,79 % au 31 décembre 2016).

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Amortissements

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, la *dotation aux amortissements* a totalisé 32,0 M\$ et 61,5 M\$, respectivement (22,1 M\$ et 41,6 M\$ en 2016). Ces augmentations sont principalement attribuables au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n mis en service en décembre 2016, à la centrale hydroélectrique Big Silver Creek mise en service en juillet 2016, à la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River mise en service en mars 2017 et à la centrale hydroélectrique Boulder Creek mise en service en mai 2017, ainsi qu'aux parcs éoliens français acquis en avril 2016, décembre 2016, février 2017 et mai 2017.

Quote-part du bénéfice des coentreprises

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, la Société a comptabilisé une quote-part du bénéfice net des coentreprises de 1,8 M\$ et de 2,5 M\$, respectivement (quote-part du bénéfice net de 0,5 M\$ et 0,02 M\$ en 2016). Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers

La Société utilise des *Dérivés* pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts actuel et à venir et réduire celle au risque de hausse du taux de change, protégeant ainsi la valeur économique de ses projets.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, la Société a comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers de 0,5 M\$ et un profit net latent sur instruments financiers de 4,6 M\$, respectivement. La perte nette latente pour le trimestre est attribuable à une perte nette latente constatée sur le swap de taux de change en raison d'une variation défavorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro, contrebalancée en grande partie par un profit sur la conversion d'un prêt intragroupe et l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture. Le profit net latent pour la période de six mois est attribuable à un profit latent sur la conversion d'un prêt intragroupe et à l'amortissement du cumul des pertes de la période antérieure à l'utilisation de la comptabilité de couverture, partiellement contrebalancés par une perte nette latente constatée sur le swap de taux de change en raison d'une variation défavorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro.

Pour les périodes correspondantes de l'exercice précédent, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 2,1 M\$ et 3,4 M\$, en raison principalement de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2015.

Pour la période close le 30 juin 2017, la Société n'avait aucun Dérivé devant être réglé à la clôture d'un financement, étant donné que les financements de tous les Projets en développement ont été mis en place au cours de périodes précédentes.

Charge d'impôt

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2017, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 0,9 M\$ (0,8 M\$ en 2016) et une charge d'impôt différée de 1,7 M\$ (charge d'impôt différée de 6,5 M\$ en 2016). La diminution de 4,8 M\$ de la charge d'impôt différée est principalement attribuable à la baisse du bénéfice avant impôt et à la diminution des différences temporaires imposables relativement aux investissements dans des filiales et des coentreprises.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 1,7 M\$ (1,5 M\$ en 2016) et une charge d'impôt différée de 1,4 M\$ (charge d'impôt différée de 8,4 M\$ en 2016). La diminution de 7,0 M\$ de la charge d'impôt différée s'explique aussi principalement par la baisse du bénéfice avant impôt et la diminution des différences temporaires imposables relativement aux investissements dans des filiales et des coentreprises.

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 de cette année, comparativement à la production supérieure à la moyenne de l'année précédente, ce qui explique la diminution du bénéfice net malgré 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 n'ont été que partiellement contrebalancées

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

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 de cette année, comparativement à la production supérieure à la moyenne de l'année précédente, ce qui explique la diminution du bénéfice net malgré l'augmentation des produits. Par conséquent, l'augmentation de 24,3 M\$ des charges financières et l'augmentation de 20,0 M\$ des amortissements n'ont été que partiellement contrebalancées par l'augmentation de 22,3 M\$ du BAIIA ajusté, la diminution de 6,8 M\$ de la charge d'impôt et la diminution de 2,5 M\$ de la quote-part du bénéfice des coentreprises.

Principaux éléments qui ont contribué à la variation du bénéfice net pour la période de trois mois close le 30 juin 2017, comparativement au bénéfice net pour la période correspondante en 2016

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	19 057	Principalement attribuable à la production et aux produits des nouvelles installations, partiellement contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation et des frais généraux et administratifs.
Charge d'impôt différée	4 754	Principalement attribuable à la baisse du bénéfice avant impôt et à la réduction des différences temporaires imposables relativement aux placements dans des filiales et des coentreprises.
Éléments principaux – Incidence négative	Variation	Explications
Charges financières	14 456	En raison principalement des charges liées aux installations récemment mises en service ou acquises.
Amortissements	9 829	En raison principalement des installations récemment mises en service ou acquises.
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers	2 615	En raison d'une perte nette latente constatée sur le swap de taux de change, comparativement à un profit constaté sur les swaps de taux d'intérêt pour la période correspondante.

Principaux éléments qui ont contribué à la variation du bénéfice net pour la période de six mois close le 30 juin 2017, comparativement au bénéfice net pour la période correspondante en 2016

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	22 319	Principalement attribuable à la production et aux produits des nouvelles installations, partiellement contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation et des frais généraux et administratifs.
Quote-part du bénéfice des coentreprises	2 513	Principalement attribuable aux profits nets latents sur instruments financiers pour Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, s.e.c.
Charge d'impôt différée	7 027	Principalement attribuable à la baisse du bénéfice avant impôt et à la réduction des différences temporaires imposables relativement aux placements dans des filiales et des coentreprises.
Éléments principaux – Incidence négative	Variation	Explications
Charges financières	24 259	En raison principalement des charges liées aux installations récemment mises en service ou acquises.
Amortissements	19 974	En raison principalement des installations récemment mises en service ou acquises.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle sont liées à Harrison Hydro Limited Partnership (« HHLP »), aux filiales de Creek Power Inc. (« Creek Power »), au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. (« MU »), à la Société en commandite Innergex Europe (2015) (« Innergex Europe »), à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership (« Kwoiek »), à la Société en commandite Magpie, à l'entité Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C., à Cayoose Creek Power Limited Partnership et à leurs commandités respectifs. Pour la période de trois mois close le 30 juin 2017, la Société a affecté des pertes de 0,5 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle (bénéfice de 1,3 M\$ en 2016), en raison principalement d'une perte enregistrée par Innergex Europe découlant de la faiblesse des produits au cours de la période et d'une perte latente sur instruments financiers dérivés, ainsi que d'une perte enregistrée par Creek Power découlant de la baisse de production liée aux activités d'après-mise en service dans les centrales Upper Lillooet River et Boulder Creek, partiellement contrebalancées par les produits affectés à HHLP et à MU au cours de la période.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, la Société a affecté des pertes de 5,3 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle (bénéfice de 0,2 M\$ en 2016), en raison principalement des pertes enregistrées par Kwoiek, Creek Power, HHLP et Innergex Europe, attribuables à la baisse de production, à une perte latente sur instruments financiers dérivés pour Innergex Europe et au paiement lié aux droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 pour HHLP, partiellement contrebalancés par les produits de MU.

Nombre d'actions ordinaires en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	108 431	107 318	108 386	105 657
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires ¹	995	996	976	812
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	109 426	108 314	109 362	106 469

1. Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, 3 331 684 des 3 457 432 options sur actions (la totalité des 3 425 684 options sur actions pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2016) avaient un effet dilutif. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 6 666 667 actions n'avait un effet dilutif pour les mêmes périodes en 2016).

Titres de participation de la Société

Au	3 août 2017	30 juin 2017	30 juin 2016
Nombre d'actions ordinaires	108 519 412	108 443 695	107 972 113
Nombre de Débentures convertibles à 4,25 %	100 000	100 000	100 000
Nombre d'Actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'Actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	3 457 432	3 457 432	3 425 684

En date du présent rapport de gestion et depuis le 30 juin 2017, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est attribuable au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

L'augmentation du nombre d'actions ordinaires au 30 juin 2017 et depuis le 30 juin 2016 est attribuable principalement à l'émission de 94 000 actions suivant l'exercice d'options d'achat d'actions et de 377 582 actions en vertu du RRD.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 70,6 M\$, comparativement à des flux de trésorerie de 58,9 M\$ pour la même période l'an dernier. Au cours de cette période de six mois, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 112,2 M\$ et a affecté aux activités d'investissement des flux de trésorerie de 155,5 M\$, principalement aux fins du paiement des acquisitions des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite et des travaux de construction de ses centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, partiellement contrebalancés par une baisse des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions. Au 30 juin 2017, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société s'élevaient à 82,8 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 56,2 M\$ au 31 décembre 2016.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation ont totalisé 70,6 M\$ (flux de trésorerie générés de 58,9 M\$ en 2016). Cette augmentation de 11,7 M\$ est attribuable à l'augmentation de 22,3 M\$ du BAIIA ajusté et à une variation positive des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, qui ont été partiellement contrebalancés par la hausse des intérêts versés.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, les flux de trésorerie générés par les activités de financement ont totalisé 112,2 M\$ (flux de trésorerie générés de 126,9 M\$ en 2016). Les flux de trésorerie générés par les activités de financement découlent principalement de l'augmentation nette de la dette à long terme de 137,1 M\$, partiellement contrebalancée par le versement de dividendes de 34,5 M\$ par la Société.

L'augmentation nette de 137,1 M\$ de la dette à long terme résulte principalement de prélèvements sur la facilité de crédit rotatif en lien avec l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite, de prélèvements sur le financement du projet Mesgig Ugnu's'n et de l'obtention d'un financement par emprunt subordonné auprès d'un fond d'infrastructure français par l'entremise des filiales françaises créées pour acquérir sept parcs éoliens en France en avril 2016. Le prêt subordonné porte un taux d'intérêt de 7,25 %, a une durée de huit ans et son capital sera remboursé à l'échéance.

Utilisation du produit de financement	Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2017	2016
Produit de l'émission de dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	300 866	488 206
Remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	(163 203)	(381 249)
Paiement des frais de financement différés	(613)	(1 998)
Total partiel : augmentation nette de la dette à long terme	137 050	104 959
Produit de l'émission d'actions ordinaires	—	50 000
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	10 913	6 392
Génération du produit du financement	147 963	161 351
Acquisitions d'entreprises	(112 834)	(102 795)
Diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	17 639	145 207
Fonds nets prélevés des comptes de réserve	55	171
Ajouts aux immobilisations corporelles	(65 524)	(204 135)
Diminutions (ajouts) aux autres actifs non courants	71	(14 626)
Utilisation du produit du financement, montant net	(160 593)	(176 178)
Réduction du fonds de roulement	(12 630)	(14 827)

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2017, la Société a emprunté un montant net de 137,1 M\$ et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins a investi 10,9 M\$ aux fins principalement du paiement de l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite en février et mai 2017. Le montant net emprunté a également servi au paiement des travaux

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

de construction du parc éolien Mesgi'g Ugiu's'n. La Société a utilisé des liquidités soumises à restrictions de 17,6 M\$ surtout afin de poursuivre la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2017, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 155,5 M\$ (164,3 M\$ en 2016). Pendant cette période, les principales activités d'investissement ayant eu une incidence sur les flux de trésorerie ont été les suivantes : les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 65,5 M\$ (décaissement de 204,1 M\$ en 2016); les fluctuations des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions ont représenté un encaissement de 17,6 M\$ (encaissement de 145,2 M\$ en 2016); les ajouts aux autres actifs non courants ont représenté un léger encaissement (décaissement de 14,6 M\$ en 2016); et les acquisitions d'entreprises ont représenté un décaissement net de 112,8 M\$ (décaissement de 102,8 M\$ en 2016) pour l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite en février et en mai 2017.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Au 30 juin 2017, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société s'établissaient à 82,8 M\$ (56,2 M\$ au 31 décembre 2016). Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 26,6 M\$ (augmentation de 21,5 M\$ en 2016), en conséquence du résultat net de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement.

DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	17 893	17 276	35 775	33 917
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,165	0,160	0,330	0,320
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	767	767	1 533	1 533
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	0,2255	0,2255	0,4510	0,4510
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	719	719	1 438	1 438
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action)	0,359375	0,359375	0,718750	0,718750

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est attribuable à l'émission de 94 000 actions suivant l'exercice d'options d'achat d'actions au troisième trimestre de 2016 de même qu'à l'émission de 377 582 actions en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes.

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 (\$)
03/08/2017	29/09/2017	16/10/2017	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.

SITUATION FINANCIÈRE

Au 30 juin 2017, l'actif total de la Société s'établissait à 4 077 M\$, le passif total à 3 600 M\$, y compris la dette à long terme de 3 070 M\$, et les capitaux propres à 477,8 M\$. Également, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 1,13:1,00 (1,14:1,00 au 31 décembre 2016). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 82,8 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

de 81,8 M\$ et des comptes de réserve de 49,7 M\$. Les changements les plus importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant la période de six mois close le 30 juin 2017 sont expliqués ci-après.

Actif

Principales variations du total de l'actif pour la période de six mois close le 30 juin 2017

- Une augmentation des immobilisations corporelles de 356,2 M\$, en raison principalement de l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite en 2017 et de la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, partiellement contrebalancées par l'amortissement pour la période;
- Une augmentation des immobilisations incorporelles de 82,6 M\$, en raison de l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite, partiellement contrebalancée par l'amortissement pour la période.

Éléments du fonds de roulement

Au 30 juin 2017, le fonds de roulement était positif de 34,0 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,13:1,00. Au 31 décembre 2016, le fonds de roulement était positif de 31,9 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,14:1,00. La diminution du ratio du fonds de roulement est attribuable à la hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des débiteurs, partiellement contrebalancée par la baisse des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, la hausse des créditeurs et de la tranche à court terme de la dette à long terme principalement attribuable aux installations récemment mises en service ou acquises et à l'augmentation des instruments financiers dérivés.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Elle peut également utiliser sa facilité de crédit rotatif de 425,0 M\$ au besoin. Au 30 juin 2017, la Société avait prélevé 270,4 M\$ et 13,9 M\$ US à titre d'avances de fonds et 38,1 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 95,9 M\$.

La *trésorerie et les équivalents de trésorerie* s'élevaient à 82,8 M\$ au 30 juin 2017, comparativement à 56,2 M\$ au 31 décembre 2016. L'augmentation découle principalement d'une hausse de la production, du plus grand nombre d'installations en exploitation et de la trésorerie acquise dans le cadre de l'achat du parc éolien Yonne en 2017.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 81,8 M\$ au 30 juin 2017, comparativement à 89,7 M\$ au 31 décembre 2016. Cette diminution découle principalement des montants utilisés aux fins du paiement des travaux de construction des centrales Upper Lillooet River et Boulder Creek, ainsi que des liquidités libérées à la conversion en prêt à terme du financement sans recours en prêts à la construction et à terme pour le projet Big Silver Creek, partiellement contrebalancés par la trésorerie cumulée et non distribuée depuis la mise en service du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n du fait que le financement sans recours en prêts à la construction et à terme n'est pas converti en prêt à terme, de même que par les prélèvements sur les financements des projets Montjean et Theil-Rabier et les liquidités soumises à restrictions acquises dans le cadre de l'achat des parcs éoliens Rougemont 1-2 et Vaite.

Les *débiteurs* ont augmenté, passant de 98,8 M\$ au 31 décembre 2016 à 121,4 M\$ au 30 juin 2017, en raison principalement d'un mois de juin plus favorable comparativement à décembre 2016 dans la plupart de nos installations en Colombie-Britannique, de la mise en service des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek et du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et de l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite.

Les *fournisseurs et autres créditeurs* ont augmenté, passant de 85,9 M\$ au 31 décembre 2016 à 89,5 M\$ au 30 juin 2017, en raison principalement des fournisseurs acquis dans le cadre de l'achat des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite et des coûts de construction liés au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n, partiellement contrebalancés par le paiement de coûts de construction liés aux parcs éoliens Montjean et Theil-Rabier et aux centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek.

La *tranche à court terme de la dette à long terme* s'établissait à 131,6 M\$ au 30 juin 2017, comparativement à 99,4 M\$ au 31 décembre 2016. L'augmentation découle principalement de la tranche de la dette du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n payable à court terme et de l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite. Un montant de 49,3 M\$ sera payé à partir des débiteurs d'Hydro-Québec pour le remboursement de la sous-station de Mesgi'g Ugju's'n.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Comptes de réserve

Les *comptes de réserve* se composent de la réserve hydrologique/éolienne, établie à la mise en service commerciale d'une installation pour compenser la variabilité des flux de trésorerie liée aux fluctuations des régimes hydrologique ou éolien et à d'autres événements imprévisibles, et de la réserve pour réparations majeures, établie afin d'assurer le financement préalable de réparations majeures qui peuvent être nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société. Les comptes de réserve à long terme de la Société s'élevaient à 49,7 M\$ au 30 juin 2017, comparativement à 49,5 M\$ au 31 décembre 2016. L'augmentation est principalement attribuable aux prélèvements dans les comptes de réserve, partiellement contrebalancés par des investissements obligatoires au cours de la période.

La disponibilité des fonds des comptes de la réserve hydrologique/éolienne et de la réserve pour réparations majeures est limitée par les conventions de crédit.

Immobilisations corporelles

Les *immobilisations corporelles* sont principalement des installations hydroélectriques, des parcs éoliens et un parc solaire qui sont en exploitation ou en construction. La Société possédait des immobilisations corporelles de 3 056 M\$ au 30 juin 2017, comparativement à 2 700 M\$ au 31 décembre 2016. Cette augmentation découle principalement de l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite en 2017 et de la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, partiellement contrebalancées par l'amortissement pour la période.

Immobilisations incorporelles

Les *immobilisations incorporelles* comprennent différents contrats d'achat d'électricité, permis et licences. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 627,5 M\$ au 30 juin 2017, comparativement à 544,9 M\$ au 31 décembre 2016. Cette augmentation découle principalement de l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite, partiellement contrebalancée par l'amortissement.

Passif et capitaux propres

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

La Société utilise des instruments financiers dérivés (« Dérivés ») pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et son exposition aux fluctuations du taux de change pour le rapatriement futur des flux de trésorerie de ses activités en France. La Société ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation.

Les swaps de taux d'intérêt permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt variables sur la dette réelle, qui s'établissait à 840,8 M\$ au 30 juin 2017.

Dans l'ensemble, les Dérivés avaient une valeur négative nette de 64,3 M\$ au 30 juin 2017 (valeur négative nette de 60,1 M\$ au 31 décembre 2016). Cette augmentation de la valeur négative est principalement attribuable à la valeur négative des Dérivés acquis dans le cadre des acquisitions de 2017, partiellement contrebalancée par le profit latent comptabilisé au cours de la période.

Montants courus liés à l'acquisition d'actifs non courants

Les montants courus liés à l'acquisition d'actifs non courants sont définies comme étant des engagements de prêts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets de la Société. Au 30 juin 2017, les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme s'élevaient à 2,2 M\$ (37,4 M\$ au 31 décembre 2016). La diminution de 35,2 M\$ découle principalement des paiements effectués relativement au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et de l'acquisition des parcs éoliens Montjean et Theil-Rabier en décembre 2016, pour lesquels des tirages sur le financement à long terme en place ont été effectués.

Dette à long terme

Au 30 juin 2017, la dette à long terme s'établissait à 3 070 M\$ (2 607 M\$ au 31 décembre 2016). Cette augmentation de 463,2 M\$ découle principalement de l'ajout des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite, des prélèvements supplémentaires sur la facilité de crédit d'Innergex et sur les financements des projets Mesgi'g Ugju's'n, Theil-Rabier et Montjean, de l'émission d'une débenture portant intérêt au taux de 8,0 % à Desjardins au titre de son investissement dans l'acquisition

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

de Yonne, de Rougemont 1-2 et de Vaite et de l'ajout du financement par emprunt subordonné pour deux des filiales françaises, partiellement contrebalancés par les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.

Le 21 février 2017, la Société a exécuté une cinquième convention de crédit modifiée et mise à jour de sa facilité de crédit rotatif de 425 M\$. Ces modifications permettent à la Société d'effectuer des emprunts en euros à l'aide de prêts Euribor. De plus, la Société a également prolongé de 2020 à 2021 sa facilité de crédit rotatif afin d'obtenir une plus grande flexibilité financière. Finalement, une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 15 M\$ et garantie par Exportation et développement Canada (EDC) a été ajoutée et sera mise en place.

Au 30 juin 2017, 92 % de l'encours de la dette de la Société, y compris les débentures convertibles, était à taux fixe ou était couverte contre les fluctuations des taux d'intérêt (99 % au 31 décembre 2016).

Depuis le début de l'exercice 2017, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit ou actes de fiducie-sûreté conclus par des filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

Capitaux propres

Au 30 juin 2017, les capitaux propres de la Société totalisaient 477,8 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 20,2 M\$, comparativement à 485,2 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 14,7 M\$, au 31 décembre 2016. La diminution de 7,4 M\$ du total des capitaux propres découle essentiellement des dividendes de 38,7 M\$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées, partiellement contrebalancés par la comptabilisation d'un bénéfice net de 11,8 M\$, la comptabilisation d'autres éléments du résultat global de 5,9 M\$, des investissements nets de 9,9 M\$ de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle et l'émission de 3,7 M\$ d'actions en vertu du Régime de réinvestissement des dividendes.

Arrangements hors bilan

Au 30 juin 2017, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 95,1 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 38,1 M\$ ont été émis en vertu de sa facilité de crédit rotatif, en grande partie sur une base temporaire durant la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, récemment achevée, et le reste a été émis en vertu des facilités de crédit sans recours pour les projets. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de société pour un montant total de 27,0 M\$ en vue principalement de soutenir la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek et la construction du projet Mesgi'g Ugnu's'n et de garantir les instruments de couverture à long terme de ses activités européennes.

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles

Pour évaluer ses résultats d'exploitation, la Société utilise comme indicateur de rendement clé les flux de trésorerie disponibles aux fins de distribution aux actionnaires ordinaires et de réinvestissement pour financer sa croissance. Les Flux de trésorerie disponibles ne sont pas une mesure reconnue selon les IFRS; la Société les calcule comme étant 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 de capital sur la dette et les dividendes déclarés sur actions privilégiées. Elle soustrait également la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que cette distribution peut ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle les Flux de trésorerie disponibles sont générés; elle ajoute également les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations appartenant à la Société tout au long de leur CAÉ. La Société tient compte d'autres éléments qui correspondent aux entrées ou aux sorties de trésorerie non représentatives de sa capacité de génération de trésorerie à long terme. Ces ajustements comprennent la réintégration des coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées (financés au moment de l'acquisition) et la réintégration des pertes réalisées ou la déduction des profits réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette liée aux projets avant que cette dette ne soit contractée ou le taux de change sur les achats d'équipement.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Flux de trésorerie disponibles et calcul du Ratio de distribution	Périodes de 12 mois closes le 30 juin	
	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	88 464	95 137
<i>Ajouter (Déduire) les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	46 837	8 727
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(2 514)	(3 752)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(45 399)	(38 929)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ¹	(8 496)	(4 645)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(6 533)
<i>Ajuster compte tenu des éléments suivants :</i>		
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	2 938	1 950
Pertes réalisées sur instruments financiers dérivés	—	26 984
Flux de trésorerie disponibles	75 888	78 939
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	70 383	66 201
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	93 %	84 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces ²	64 661	63 168
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	85 %	80 %

1. La portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle elles sont générées.

2. Représente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires en circulation qui n'étaient pas enregistrées en vertu du RRD au moment de la déclaration; les dividendes déclarés sur les actions ordinaires enregistrées en vertu du RRD ont été payés sous forme d'actions ordinaires.

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 également fait diminuer les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Ratio de distribution

Le Ratio de distribution représente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles. La Société croit 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.

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 RRD.

Le Ratio de distribution tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses Projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement internes potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction. Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2017, la Société a engagé des charges liées aux Projets potentiels de 10,4 M\$, comparativement à 9,2 M\$ pour l'exercice précédent.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Cette augmentation de 13 % est surtout attribuable à la progression de plusieurs Projets potentiels et à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux. Sans tenir compte de ces charges discrétionnaires, le Ratio de distribution de la Société aurait été inférieur d'environ 11 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2017 et d'environ 9 % pour la même période l'an dernier.

De plus, la Société ne prévoit pas devoir recourir à des capitaux propres supplémentaires pour achever son projet en construction Rougemont-2, compte tenu de l'augmentation prévue des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, du financement lié à ce projet qui a été obtenu et des capitaux propres supplémentaires provenant du RRD.

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 juin 2017, la Société avait des participations dans 30 centrales hydroélectriques, sept parcs éoliens et un parc solaire au Canada, 12 parcs éoliens en Europe et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. La Société est active dans trois secteurs géographiques principaux, qui sont décrits ci-après :

	Périodes de trois mois closes le		Périodes de six mois closes le	
	2017	2016	2017	2016
Produits				
Canada	99 865	83 300	164 354	145 129
Europe	8 845	2 812	18 325	2 812
États-Unis	819	1 673	1 377	2 324
	109 529	87 785	184 056	150 265

Au	30 juin 2017	31 décembre 2016
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers et des actifs d'impôt différé		
Canada	2 991 989	3 005 720
Europe	759 586	318 924
États-Unis	6 937	7 365
	3 758 512	3 332 009

Canada

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, la Société a enregistré des produits au Canada de 99,9 M\$ et 164,4 M\$, respectivement, comparativement à 83,3 M\$ et 145,1 M\$ pour l'an dernier. L'augmentation des produits est attribuable principalement à l'apport des installations récemment mises en service, soit la centrale hydroélectrique Big Silver Creek mise en service en juillet 2016, le parc éolien Mesgi'g Ujju's'n mis en service en décembre 2016, la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River mise en service en mars 2017 et la centrale hydroélectrique Boulder Creek mise en service en mai 2017, qui a été partiellement contrebalancé par la baisse des produits découlant de la plupart des centrales hydroélectriques partout au pays et des parcs éoliens au Québec.

Pour la période close le 30 juin 2017, la diminution des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé, découle principalement de l'amortissement, partiellement contrebalancé par la construction des projets Upper Lillooet River et Boulder Creek.

Europe

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, la Société a enregistré des produits en Europe de 8,8 M\$ et 18,3 M\$, respectivement, comparativement à 2,8 M\$ pour chacune des périodes correspondantes l'an dernier. L'augmentation des produits est attribuable principalement aux acquisitions réalisées le 22 décembre 2016, le 21 février 2017

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

et le 24 mai 2017. La période de six mois close le 30 juin 2017 a également été marquée par l'acquisition de sept parcs éoliens en France le 15 avril 2016.

Pour la période close le 30 juin 2017, l'augmentation des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé, découle de l'acquisition du parc éolien Yonne le 21 février 2017 et des parcs éoliens Rougemont 1-2 et Vaite le 24 mai 2017.

États-Unis

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, la Société a enregistré des produits aux États-Unis de 0,8 M\$ et 1,4 M\$, comparativement à 1,7 M\$ et à 2,3 M\$ l'an dernier. La baisse des produits est attribuable à la réduction volontaire de la production à la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend en raison de débits d'eau exceptionnellement élevés, afin d'éviter que du sable s'accumule dans le canal, ce qui pourrait endommager la centrale. Le retrait du sable pourrait en outre s'avérer coûteux. Pour la période close le 30 juin 2017, la diminution des actifs non courants est surtout attribuable à l'amortissement.

Secteurs opérationnels

Au 30 juin 2017, la Société comptait quatre secteurs opérationnels : la production hydroélectrique, la production éolienne, la production solaire et l'aménagement des emplacements. En ce qui concerne la description des secteurs, se reporter à la rubrique « Secteurs opérationnels » de la Revue financière de la Société au 31 décembre 2016.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION Période de trois mois close le 30 juin 2017	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	1 002 773	304 101	12 356	3 551	1 322 781
Produits	74 177	29 777	5 190	386	109 530
Charges :					
Charges d'exploitation	10 742	6 117	170	186	17 215
Frais généraux et administratifs	2 744	1 939	33	41	4 757
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	1 638	1 638
BAIIA ajusté	60 691	21 721	4 987	(1 479)	85 920
Période de trois mois close le 30 juin 2016					
Production (MWh)	987 928	174 105	14 418	—	1 176 451
Produits	66 744	14 984	6 056	—	87 784
Charges :					
Charges d'exploitation	10 674	3 343	201	—	14 218
Frais généraux et administratifs	2 032	1 204	40	669	3 945
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	2 758	2 758
BAIIA ajusté	54 038	10 437	5 815	(3 427)	66 863

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION Période de six mois close le 30 juin 2017	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	1 335 241	686 102	20 159	3 551	2 045 053
Produits	108 535	66 669	8 466	386	184 056
Charges :					
Charges d'exploitation	21 481	11 292	345	186	33 304
Frais généraux et administratifs	5 510	3 360	88	377	9 335
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	4 556	4 556
BAlIA ajusté	81 544	52 017	8 033	(4 733)	136 861
Période de six mois close le 30 juin 2016					
Production (MWh)	1 435 897	382 699	22 242	—	1 840 838
Produits	109 184	31 739	9 342	—	150 265
Charges :					
Charges d'exploitation	17 784	5 473	359	—	23 616
Frais généraux et administratifs	3 984	2 151	80	1 417	7 632
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	4 475	4 475
BAlIA ajusté	87 416	24 115	8 903	(5 892)	114 542

SITUATION FINANCIÈRE Au 30 juin 2017	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	2 465 780	1 400 781	105 077	105 744	4 077 382
Total du passif	2 120 652	1 273 742	110 085	95 061	3 599 540
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	4 222	284 234	12	102 776	391 244
Au 31 décembre 2016					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 993 033	1 003 964	108 231	498 976	3 604 204
Total du passif	1 537 791	847 148	113 538	620 495	3 118 972
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	3 420	219 813	11	369 723	592 967

Secteur de la production hydroélectrique

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2017, ce secteur a produit 95 % de la PMLT et a dégagé des produits de 74,2 M\$, comparativement à 115 % de la PMLT et à des produits de 66,7 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation des produits et de la production dans ce secteur est attribuable principalement à l'apport des centrales hydroélectriques Big Silver Creek, Upper Lillooet River et Boulder Creek, qui ont été mises en service en juillet 2016, mars 2017 et mai 2017, respectivement, partiellement contrebalancé par une diminution de la production dans la plupart de nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique au cours du trimestre.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, ce secteur a produit 94 % de la PMLT et a dégagé des produits de 108,5 M\$, comparativement à 120 % de la PMLT et à des produits de 109,2 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation des produits et de la production dans ce secteur est attribuable principalement à une diminution de la production dans la plupart de nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, partiellement contrebalancée par l'apport des centrales hydroélectriques Big Silver Creek, Upper Lillooet River et Boulder Creek, qui ont été mises en service entre juillet 2016 et mai 2017. L'augmentation des charges au cours de la période s'explique principalement par le paiement d'un montant total de 3,2 M\$ au titre des droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 pour Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River, qui ont été cotisés de nouveau à la suite de la décision prise par le ministère des Forêts, des terres et de l'exploitation des ressources naturelles de la Colombie-Britannique d'appliquer des taux de location plus élevés en fonction de la production combinée des installations, plutôt que d'appliquer des taux inférieurs pour chaque installation selon leur production prise individuellement, comme cela était le cas auparavant. Depuis 2013, les droits d'utilisation de l'eau pour ces

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

installations sont payés au taux de location le plus élevé. Une tranche de 49,99 % du paiement au titre des droits d'utilisation de l'eau est attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

L'actif total a augmenté depuis le 31 décembre 2016, en raison principalement du transfert des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de leur mise en service en mars 2017 et en mai 2017, respectivement, partiellement contrebalancé par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2016, en raison principalement du transfert du financement des projets Upper Lillooet River et Boulder Creek du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de leur mise en service, partiellement contrebalancé par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production éolienne

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2017, ce secteur a produit 84 % de la PMLT et a dégagé des produits de 29,8 M\$, comparativement à 102 % de la PMLT et à des produits de 15,0 M\$ pour la même période l'an dernier. La baisse du pourcentage de la PMLT est principalement attribuable à la diminution des régimes éoliens au Québec. L'augmentation des produits s'explique principalement par la mise en service du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et par l'acquisition des parcs éoliens Montjean, Theil-Rabier, Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite en décembre 2016, février 2017 et mai 2017.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, ce secteur a produit 84 % de la PMLT et a dégagé des produits de 66,7 M\$, comparativement à 100 % de la PMLT et à des produits de 31,7 M\$ pour la même période l'an dernier. La baisse du pourcentage de la PMLT est principalement attribuable à la diminution des régimes éoliens au Québec. L'augmentation des produits s'explique principalement par la mise en service du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et par l'acquisition de parcs éoliens en France en 2016 et 2017.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2016 est principalement attribuable à l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1 et Vaite en février 2017 et en mai 2017, respectivement, et à la trésorerie cumulée et non distribuée depuis la mise en service du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n du fait que le financement sans recours en prêts à la construction et à terme n'est pas converti en prêt à terme, partiellement contrebalancées par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2016 est principalement attribuable à l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1 et Vaite en février 2017 et mai 2017, respectivement, partiellement contrebalancée par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production solaire

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2017, ce secteur a produit 101 % de la PMLT et a dégagé des produits de 5,2 M\$, comparativement à 117 % de la PMLT et à des produits de 6,1 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution des produits est attribuable au régime solaire inférieur par rapport à l'an dernier.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, ce secteur a produit 104 % de la PMLT et a dégagé des produits de 8,5 M\$, comparativement à 113 % de la PMLT et à des produits de 9,3 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution des produits est attribuable au régime solaire inférieur par rapport à l'an dernier.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2016 est principalement attribuable à l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2016 est principalement attribuable au remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de l'aménagement des emplacements

Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2017, les frais d'aménagement des emplacements se sont établis à 1,5 M\$ et à 4,7 M\$, respectivement, comparativement à 3,4 M\$ et à 5,9 M\$ en 2016. Ces diminutions s'expliquent en partie par le temps et les efforts accrus qui ont été consacrés à la conclusion de l'acquisition des parcs éoliens Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite et par le classement des coûts connexes dans les coûts de transaction une fois l'acquisition conclue.

La baisse du total de l'actif depuis le 31 décembre 2016 découle principalement du transfert des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de leur mise en service en mars 2017 et mai 2017, partiellement contrebalancé par l'ajout du projet éolien Rougemont 2 acquis en mai 2017.

La baisse du total du passif depuis le 31 décembre 2016 est attribuable principalement au transfert des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

production hydroélectrique par suite de leur mise en service en mars 2017 et mai 2017, partiellement contrebalancé par l'ajout du projet éolien Rougemont 2 acquis en mai 2017.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016
Production (MWh)	1 322 781	722 273	848 967	831 840
Produits	109,5	74,5	73,3	69,3
BAlIA ajusté	85,9	50,9	50,3	51,2
(Perte nette réalisée et latente) Profit net réalisé et latent sur instruments financiers	(0,5)	5,1	2,2	(1,3)
Radiation de frais de développement liés aux projets	—	—	—	—
Bénéfice net (perte nette)	14,1	(2,3)	8,8	0,4
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	14,6	2,5	9,8	3,4
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,12	0,01	0,08	0,02
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,5	1,5	1,5	1,5
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	17,9	17,9	17,3	17,3
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,165	0,165	0,160	0,160

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015
Production (MWh)	1 176 451	664 387	647 062	777 975
Produits	87,8	62,5	56,3	62,7
BAlIA ajusté	66,9	47,7	38,8	48,6
Profit net réalisé et latent (perte nette réalisée et latente) sur instruments financiers	2,2	1,3	2,0	(2,7)
Radiation de frais de développement liés aux projets	—	—	(51,7)	—
Bénéfice net (perte nette)	15,7	7,2	(34,4)	1,3
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	14,4	8,3	(30,6)	5,8
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,12	0,07	(0,31)	0,04
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,5	1,5	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	17,3	16,6	16,1	16,2
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,160	0,160	0,155	0,155

La comparaison des résultats des plus récents trimestres illustre la saisonnalité qui est propre aux actifs de la Société : la production d'électricité, les produits et le BAlIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 61 % de la PMLT consolidée annualisée de la Société, la saisonnalité s'explique par les débits d'eau qui sont habituellement à leur maximum lors du deuxième trimestre en raison de la période de fonte des neiges et à leur niveau le plus bas lors du premier trimestre en raison des températures froides qui limitent les précipitations sous forme de pluie. Toutefois, les primes sur l'électricité produite pendant les mois les plus froids de l'année qui sont prévues dans certains CAÉ des centrales hydroélectriques de la Société atténuent cette saisonnalité. Les régimes de vent sont généralement les plus importants lors du premier trimestre, tandis que l'ensoleillement est à son maximum pendant les mois d'été et à son niveau le plus bas pendant les mois d'hiver.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Le lecteur s'attendrait à ce que le résultat net reflète cette saisonnalité propre aux installations hydroélectriques au fil de l'eau, aux parcs éoliens et aux parcs solaires. Toutefois, d'autres éléments influencent ces mesures, certains ayant un impact relativement stable d'un trimestre à un autre, d'autres étant plus variables. Pour la Société, la radiation de frais de développement liés aux projets, les profits et pertes latents et réalisés sur instruments financiers découlant de l'augmentation ou de la diminution des taux d'intérêt de référence et les fluctuations de change représentent les éléments qui engendrent les fluctuations les plus importantes du résultat net. L'analyse historique du résultat net doit tenir compte de ces facteurs. Il est important de rappeler que les variations latentes de la valeur marchande des instruments financiers dérivés découlent des mouvements des taux d'intérêt et des taux de change et n'ont pas d'incidence sur le BAIIA ajusté, les charges financières, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution de la Société.

PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

Les coentreprises importantes de la Société à la fin de la période considérée étaient Umbata Falls Limited Partnership (« Umbata Falls, L.P. ») (participation de 49 %) et Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. (« Viger-Denonville, s.e.c. ») (participation de 50 %). Un résumé de la production d'électricité et de l'information financière des coentreprises importantes de la Société est présenté ci-après. L'information financière résumée correspond aux montants indiqués dans les états financiers des coentreprises établis en conformité avec les IFRS.

Production d'électricité

Périodes de trois mois closes le 30 juin	2017			2016		
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT
Umbata Falls	51 190	37 823	135 %	41 284	37 823	109 %
Viger-Denonville	14 576	15 450	94 %	14 864	15 450	96 %

1. Correspond à 100 % de la production d'électricité et de la PMLT de la centrale.

Périodes de six mois closes le 30 juin	2017			2016		
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT
Umbata Falls	77 118	54 750	141 %	69 393	54 750	127 %
Viger-Denonville	35 004	35 750	98 %	36 632	35 750	102 %

1. Correspond à 100 % de la production d'électricité et de la PMLT de la centrale.

Umbata Falls, L.P.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Umbata Falls, L.P.

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Produits	4 358	3 506	6 566	5 894
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	234	231	450	466
BAIIA ajusté	4 124	3 275	6 116	5 428
Charges financières	608	633	1 208	1 263
Autres produits, montant net	(9)	(8)	(17)	(16)
Amortissements	1 004	1 004	2 009	2 008
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	(812)	676	(779)	2 124
Bénéfice net et résultat global	3 333	970	3 695	49

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, la production s'est établie à 135 % et 141 % de la PMLT, respectivement, en raison surtout des débits d'eau supérieurs à la moyenne pendant la période.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Les augmentations du BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017 sont surtout attribuables aux niveaux de production supérieurs par rapport aux mêmes périodes l'an dernier, ainsi qu'aux charges d'exploitation et aux frais généraux et administratifs, qui sont demeurées stables par rapport à l'an dernier malgré la hausse des niveaux de production.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, le bénéfice net et le résultat global se sont établis à 3,3 M\$ et 3,7 M\$, respectivement, comparativement à 1,0 M\$ et 0,05 M\$ pour les mêmes périodes l'an dernier. Ces augmentations reflètent l'incidence d'un profit net latent sur instruments financiers, comparativement à une perte nette pour les mêmes périodes l'an dernier.

Sommaire des états de la situation financière - Umbata Falls, L.P.

	Au	30 juin 2017	31 décembre 2016
Actifs courants		4 403	2 090
Actifs non courants		62 651	64 647
		67 054	66 737
Passifs courants		3 791	3 033
Passifs non courants		43 483	46 173
Capitaux propres		19 780	17 531
		67 054	66 737

L'augmentation des capitaux propres au 30 juin 2017 découle de la comptabilisation d'un bénéfice net et d'un résultat global de 3,7 M\$, partiellement contrebalancée par une distribution de 1,4 M\$ aux partenaires. Umbata Falls, L.P. utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt amortissable de 42,3 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative nette de 6,8 M\$ au 30 juin 2017 (valeur négative de 7,6 M\$ au 31 décembre 2016).

Viger-Denonville, s.e.c.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Viger-Denonville, s.e.c.

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Produits	2 185	2 222	5 247	5 475
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	433	434	947	940
BAIIA ajusté	1 752	1 788	4 300	4 535
Charges financières	866	907	1 740	1 836
Autres produits, montant net	(9)	(8)	(17)	(11)
Amortissements	730	731	1 459	1 462
Profit net latent sur instruments financiers	(211)	(166)	(335)	(289)
Bénéfice net	376	324	1 453	1 537
Autres éléments du résultat global	646	(768)	518	(2 220)
Total du résultat global	1 022	(444)	1 971	(683)

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, la production s'est établie à 94 % et à 98 % de la PMLT, en raison principalement du régime éolien légèrement inférieur à la moyenne. La diminution du BAIIA ajusté est principalement attribuable aux niveaux de production et aux produits inférieurs par rapport aux mêmes périodes l'an dernier.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2017, l'augmentation du bénéfice net, par rapport à la même période l'an dernier, est principalement attribuable à la diminution de la charge financière et à l'augmentation du profit net latent sur instruments financiers. Pour la période de six mois close le 30 juin 2017, la diminution du bénéfice net, par rapport à la même période l'an

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

dernier, est principalement attribuable à la baisse des produits et des niveaux de production, partiellement contrebalancée par la diminution de la charge financière et l'augmentation du profit net latent sur instruments financiers.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2017, les augmentations des autres éléments du résultat global sont principalement attribuables aux profits nets latents sur instruments financiers.

Sommaire des états de la situation financière - Viger-Denonville, s.e.c.

	Au	30 juin 2017	31 décembre 2016
Actifs courants		2 091	2 249
Actifs non courants		55 135	56 583
		57 226	58 832
Passifs courants		4 130	4 375
Passifs non courants		51 997	54 223
Capitaux propres		1 099	234
		57 226	58 832

L'augmentation des capitaux propres au 30 juin 2017 découle principalement de la comptabilisation d'un bénéfice net et d'un résultat global de 2,0 M\$, partiellement contrebalancée par une distribution de 1,1 M\$ aux partenaires. Viger-Denonville, s.e.c. utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt amortissable de 50,3 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Viger-Denonville, s.e.c. avait une valeur négative nette de 4,7 M\$ au 30 juin 2017 (valeur négative de 5,5 M\$ au 31 décembre 2016).

FILIALES À MOINS DE 100 %

Parcs éoliens Montjean, Theil-Rabier, Yonne, Rougemont 1-2 et Vaite

Les chiffres qui suivent sont exclus des politiques et procédures de contrôle de la Société comme il est précisé à la rubrique « Établissement et maintien des CPCI et des CIIF » du présent rapport de gestion.

L'information financière relative à Montjean, à Theil-Rabier, à Yonne, à Rougemont 1-2 et à Vaite est résumée ci-après :

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global – Montjean, Theil-Rabier

	Période de trois mois close le 30 juin 2017	Période de six mois close le 30 juin 2017
Produits	1 955	3 964
BAIIA ajusté	1 423	3 074
Perte nette	(933)	(827)
Autres éléments du résultat global	5	6
Total du résultat global	(928)	(821)

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Sommaire des états de la situation financière – Montjean, Theil-Rabier

	Au	30 juin 2017	31 décembre 2016
Actifs courants		13 048	12 971
Actifs non courants		84 754	84 451
		97 802	97 422
Passifs courants		14 984	16 529
Passifs non courants		66 597	64 592
Capitaux propres		16 221	16 301
		97 802	97 422

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global – Yonne

	Période de trois mois close le 30 juin 2017	Période de 130 jours close le 30 juin 2017
Produits	1 915	3 465
BAIIA ajusté	1 593	2 836
Perte nette	(232)	(546)
Autres éléments du résultat global	382	374
Total du résultat global	150	(172)

Sommaire de l'état de la situation financière – Yonne

	Au	30 juin 2017
Actifs courants		10 476
Actifs non courants		146 743
		157 219
Passifs courants		4 678
Passifs non courants		130 371
Capitaux propres		22 170
		157 219

Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global – Rougemont 1-2 et Vaite

	Période de 37 jours close le 30 juin 2017
Produits	1 524
BAIIA ajusté	1 018
Perte nette	(583)
Autres éléments du résultat global	800
Total du résultat global	217

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Sommaire de l'état de la situation financière – Rougemont 1-2 et Vaite

	Au	30 juin 2017
Actifs courants		18 111
Actifs non courants		305 356
		323 467
Passifs courants		27 242
Passifs non courants		258 334
Capitaux propres		37 891
		323 467

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

IFRS publiées, mais non encore entrées en vigueur

IFRS 2, Paiement fondé sur des actions

En juin 2016, l'IASB a publié les modifications d'IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*, lesquelles clarifiaient la façon de comptabiliser certains types de transactions dont le paiement est fondé sur des actions. Les modifications décrivent les exigences liées à la comptabilisation de l'incidence des conditions d'acquisition de droits et des conditions accessoires à l'acquisition de droits sur l'évaluation des paiements fondés sur des actions réglés en trésorerie; des transactions dont le paiement est fondé sur des actions comportant l'option de règlement net aux fins des obligations de retenue d'impôt; ainsi que d'une modification des modalités d'un paiement fondé sur des actions qui donne lieu à un changement du classement de la transaction qui devient réglée en instruments de capitaux propres plutôt qu'en trésorerie. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et l'adoption anticipée est permise. Les employés de la Société ont suivi une formation en vue de commencer à évaluer l'incidence éventuelle de cette norme sur ses états financiers consolidés. Ils ont aussi commencé à examiner l'application que la Société fera de cette norme.

IFRS 9 (2014), Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a émis la version intégrale d'IFRS 9 (2014), *Instruments financiers* (« IFRS 9 (2014) »). IFRS 9 (2014) diffère à certains égards d'IFRS 9 (2013), que la Société a adoptée de façon anticipée avec prise d'effet le 1^{er} octobre 2014. IFRS 9 (2014) comprend une mise à jour des lignes directrices sur le classement et l'évaluation des actifs financiers. La version définitive de la norme modifie également le modèle de dépréciation par la mise en place d'un nouveau modèle fondé sur les pertes sur créances attendues pour calculer la perte de valeur. La date d'entrée en vigueur obligatoire d'IFRS 9 (2014) a été fixée aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. La norme doit être appliquée de façon rétrospective, et certaines exemptions sont permises. L'adoption anticipée est également permise. La Société a examiné cette norme et a conclu qu'elle n'aurait pas une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »). Cette norme remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, IFRIC 13, *Programmes de fidélisation de la clientèle*, IFRIC 15, *Contrats de construction de biens immobiliers*, IFRIC 18, *Transferts d'actifs provenant de clients*, et SIC-31, *Produits des activités ordinaires – opérations de troc impliquant des services de publicité*. IFRS 15 s'applique à tous les contrats conclus avec des clients, sauf ceux qui entrent dans le champ d'application d'autres IFRS. IFRS 15 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et l'adoption anticipée est permise. La Société a examiné cette norme et a conclu qu'elle n'aurait pas une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

IFRS 16, Contrats de location (« IFRS 16 »)

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, qui prévoit un modèle exhaustif pour l'identification de contrats de location et leur traitement dans les états financiers des bailleurs et des preneurs. Elle remplace IAS 17, *Contrats de location*, et ses directives interprétatives connexes. D'importants changements ont été apportés à la comptabilisation par le preneur,

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

car la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement a été supprimée et la comptabilisation des actifs et des passifs touche tous les contrats de location (sous réserve de quelques exceptions limitées à l'égard de contrats de location à court terme et de contrats de location d'actifs de moindre valeur). En revanche, IFRS 16 ne comporte pas de modifications importantes des exigences relatives aux bailleurs. IFRS 16 prend effet à compter du 1^{er} janvier 2019, et l'application anticipée est permise. Les employés de la Société ont suivi une formation en vue de commencer à évaluer l'incidence que cette norme devrait avoir sur les états financiers consolidés. Les contrats de location auxquels cette norme pourrait s'appliquer ont commencé à être identifiés.

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. L'acquisition est soumise aux conditions habituelles de clôture.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2017	2016	2017	2016
Produits		109 530	87 784	184 056	150 265
Charges					
Charges d'exploitation	4	17 215	14 218	33 304	23 616
Frais généraux et administratifs		4 757	3 945	9 335	7 632
Charges liées aux projets potentiels		1 638	2 758	4 556	4 475
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part du bénéfice des coentreprises et perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers		85 920	66 863	136 861	114 542
Charges financières	5	39 064	24 608	68 361	44 102
Autres produits, montant net	6	(413)	(233)	(772)	(407)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers		47 269	42 488	69 272	70 847
Amortissement des immobilisations corporelles	4, 9	23 707	15 070	45 524	28 853
Amortissement des immobilisations incorporelles	4	8 257	7 065	16 022	12 719
Quote-part du bénéfice des coentreprises		(1 821)	(475)	(2 537)	(24)
Perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers		470	(2 145)	(4 605)	(3 432)
Bénéfice avant impôt sur le résultat		16 656	22 973	14 868	32 731
Charges d'impôt					
Exigible		859	845	1 743	1 472
Différé		1 697	6 451	1 359	8 386
		2 556	7 296	3 102	9 858
Bénéfice net		14 100	15 677	11 766	22 873
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		14 567	14 381	17 023	22 713
Participations ne donnant pas le contrôle		(467)	1 296	(5 257)	160
		14 100	15 677	11 766	22 873
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	7	108 431	107 318	108 386	105 657
Bénéfice net par action, de base (en \$)	7	0,12	0,12	0,13	0,19
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	7	109 426	108 314	109 362	106 469
Bénéfice net par action, dilué (en \$)	7	0,12	0,12	0,13	0,19

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice net	14 100	15 677	11 766	22 873
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :				
Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	120	(510)	103	(1 091)
Impôt différé connexe	(30)	65	(30)	153
(Perte) profit de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes	(101)	343	190	1 009
Impôt différé connexe	94	(76)	18	(164)
Variation de la juste valeur des instruments de couverture	7 207	(5 972)	6 312	(18 087)
Impôt différé connexe	(2 006)	1 582	(1 766)	4 787
Quote-part de la variation de la juste valeur des instruments de couverture de la coentreprise	323	—	323	—
Impôt différé connexe	(85)	—	(85)	—
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle :				
Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	164	(27)	196	(27)
(Perte) de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes	(170)	—	(91)	—
Variation de la juste valeur des instruments de couverture	965	(421)	939	(1 359)
Impôt différé connexe	(177)	46	(175)	130
Autres éléments du résultat global	6 304	(4 970)	5 934	(14 649)
Total du résultat global	20 404	10 707	17 700	8 224
Autres éléments du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	5 522	(4 568)	5 065	(13 393)
Participations ne donnant pas le contrôle	782	(402)	869	(1 256)
	6 304	(4 970)	5 934	(14 649)
Total du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	20 089	9 813	22 088	9 320
Participations ne donnant pas le contrôle	315	894	(4 388)	(1 096)
	20 404	10 707	17 700	8 224

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

		Au 30 juin 2017	Au 31 décembre 2016
Actif	Notes		
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		82 811	56 227
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		81 837	89 742
Débiteurs		121 411	98 847
Instruments financiers dérivés		4 406	1 527
Charges payées d'avance et autres		7 618	5 886
		298 083	252 229
Actifs non courants			
Comptes de réserve		49 710	49 489
Immobilisations corporelles	9	3 056 240	2 700 007
Immobilisations incorporelles		627 488	544 865
Participations dans des coentreprises		10 357	8 758
Instruments financiers dérivés		9 303	8 117
Actifs d'impôt différé		11 483	11 849
Goodwill		8 269	8 269
Autres actifs non courants		6 449	20 621
		4 077 382	3 604 204

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

		Au 30 juin 2017	Au 31 décembre 2016
	Notes		
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		19 379	18 795
Fournisseurs et autres créditeurs		89 525	85 850
Impôt à payer		2 095	1 292
Instruments financiers dérivés		21 153	14 541
Tranche à court terme de la dette à long terme	10	131 557	99 397
Tranche à court terme des autres passifs		374	495
		264 083	220 370
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés		56 867	55 194
Montants courus liés à l'acquisition d'actifs non courants		2 178	37 401
Dette à long terme	10	2 938 278	2 507 236
Autres passifs		35 912	26 966
Composante passif des débentures convertibles		95 537	94 840
Passifs d'impôt différé		206 685	176 965
		3 599 540	3 118 972
Capitaux propres			
Capital des actions ordinaires		95	162 862
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires		941 873	775 413
Actions privilégiées		131 069	131 069
Paiement fondé sur des actions		2 247	2 199
Composante capitaux propres des débentures convertibles		1 877	1 877
Déficit		(622 880)	(601 157)
Cumul des autres éléments du résultat global		3 322	(1 743)
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		457 603	470 520
Participations ne donnant pas le contrôle		20 239	14 712
Total des capitaux propres		477 842	485 232
		4 077 382	3 604 204

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Période de six mois close le 30 juin 2017	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 2017	108 181	162 862	775 413	131 069	2 199	1 877	(601 157)	(1 743)	470 520	14 712	485 232
Bénéfice net (perte nette)							17 023		17 023	(5 257)	11 766
Autres éléments du résultat global								5 065	5 065	869	5 934
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	17 023	5 065	22 088	(4 388)	17 700
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	262	3 693							3 693		3 693
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 11)		(166 460)	166 460						—		—
Paiement fondé sur des actions					48				48		48
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(1 000)	(1 000)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	10 915	10 915
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(35 775)		(35 775)		(35 775)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(2 971)		(2 971)		(2 971)
Solde au 30 juin 2017	108 443	95	941 873	131 069	2 247	1 877	(622 880)	3 322	457 603	20 239	477 842

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Période de six mois close le 30 juin 2016	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débitures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 2016	103 938	108 541	775 413	131 069	2 174	1 877	(567 848)	(1 576)	449 650	21 907	471 557
Bénéfice net							22 713		22 713	160	22 873
Autres éléments du résultat global								(13 393)	(13 393)	(1 256)	(14 649)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	22 713	(13 393)	9 320	(1 096)	8 224
Actions ordinaires émises le 15 avril 2016 dans le cadre d'un placement privé	3 906	50 000							50 000		50 000
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	128	1 530							1 530		1 530
Paiement fondé sur des actions					41				41		41
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle							5 195		5 195	1 218	6 413
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(33 917)		(33 917)		(33 917)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(2 971)		(2 971)		(2 971)
Solde au 30 juin 2016	107 972	160 071	775 413	131 069	2 215	1 877	(576 828)	(14 969)	478 848	22 029	500 877

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

	Notes	Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2017	2016
Activités d'exploitation			
Bénéfice net		11 766	22 873
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		45 524	28 853
Amortissement des immobilisations incorporelles		16 022	12 719
Quote-part du bénéfice des coentreprises		(2 537)	(24)
Profit net latent sur instruments financiers		(4 605)	(3 432)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	2 831	2 446
Amortissement des frais de financement	5	1 629	509
Désactualisation de la dette à long terme et des débetures convertibles	5	768	770
Charges de désactualisation des autres passifs	5	480	232
Paiement fondé sur des actions		48	41
Impôt différé		1 359	8 386
Autres		(131)	173
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	5	61 819	39 713
Intérêts versés		(57 672)	(37 164)
Profit sur les contreparties conditionnelles	6	(872)	—
Distributions reçues des coentreprises		1 261	1 708
Charge d'impôt exigible		1 744	1 472
Impôt sur le résultat payé, montant net		(1 347)	(1 502)
Incidence de la variation des taux de change		1 135	(657)
		79 222	77 116
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	12	(8 577)	(18 181)
		70 645	58 935
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(31 498)	(31 221)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(2 971)	(3 266)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(1 000)	—
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		10 913	6 392
Augmentation de la dette à long terme		300 866	488 206
Remboursement de la dette à long terme		(163 203)	(381 249)
Paiement des frais de financement différés		(613)	(1 998)
Paiement d'autres passifs		(246)	—
Produit de l'émission d'actions ordinaires		—	50 000
		112 248	126 864

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

	Notes	Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2017	2016
Activités d'investissement			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	3	5 057	11 887
Acquisitions d'entreprises	3	(112 834)	(102 795)
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		17 639	145 207
Fonds nets prélevés des comptes de réserve		55	171
Ajouts aux immobilisations corporelles		(65 524)	(204 135)
Réductions des (ajouts aux) autres actifs non courants		71	(14 626)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		12	—
		(155 524)	(164 291)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(785)	(38)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		26 584	21 470
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période		56 227	40 663
Trésorerie et équivalents de trésorerie, à la fin de la période		82 811	62 133
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		81 122	58 008
Placements à court terme		1 689	4 125
		82 811	62 133

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 12.

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés résumés non audités.

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada). La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités principalement dans les secteurs de l'hydroélectricité, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire photovoltaïque. Le siège social de la Société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10^e étage, Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9.

Les présents états financiers consolidés résumés non audités ont été approuvés par le conseil d'administration le 3 août 2017.

Les produits de la Société varient selon la saison et sont habituellement à leur niveau le plus élevé au deuxième trimestre en raison de la période de la fonte des neiges et à leur niveau le plus bas au premier trimestre en raison des températures froides. Par conséquent, les résultats des périodes intermédiaires ne devraient pas être considérés comme représentatifs des résultats d'un exercice complet.

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Les présents états financiers consolidés résumés ont été préparés au moyen de méthodes comptables conformes aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »). Les états financiers consolidés résumés sont conformes à IAS 34, *Information financière intermédiaire*. Les méthodes comptables ainsi que les méthodes d'application sont les mêmes que celles décrites dans le plus récent rapport annuel de la Société. Toutefois, les présents états financiers consolidés résumés ne comprennent pas toutes les informations à fournir en vertu des IFRS et, par conséquent, ils devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés audités et aux notes annexes du plus récent rapport annuel de la Société.

Les états financiers consolidés résumés ont été préparés selon la méthode du coût historique, sauf en ce qui concerne certains instruments financiers qui sont évalués à la juste valeur, tel qu'il est décrit dans la note sur les principales méthodes comptables du plus récent rapport annuel de la Société.

2. APPLICATION DES IFRS

2.1 IFRS publiées, mais non encore entrées en vigueur

IFRS 2, Paiement fondé sur des actions

En juin 2016, l'IASB a publié les modifications d'IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*, lesquelles clarifiaient la façon de comptabiliser certains types de transactions dont le paiement est fondé sur des actions. Les modifications décrivent les exigences liées à la comptabilisation de l'incidence des conditions d'acquisition de droits et des conditions accessoires à l'acquisition de droits sur l'évaluation des paiements fondés sur des actions réglés en trésorerie; des transactions dont le paiement est fondé sur des actions comportant l'option de règlement net aux fins des obligations de retenue d'impôt; ainsi que d'une modification des modalités d'un paiement fondé sur des actions qui donne lieu à un changement du classement de la transaction qui devient réglée en instruments de capitaux propres plutôt qu'en trésorerie. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et l'adoption anticipée est permise. Les employés de la Société ont suivi une formation en vue de commencer à évaluer l'incidence éventuelle de cette norme sur ses états financiers consolidés. Ils ont aussi commencé à examiner l'application que la Société fera de cette norme.

IFRS 9 (2014), Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a émis la version intégrale d'IFRS 9 (2014), *Instruments financiers* (« IFRS 9 (2014) »). IFRS 9 (2014) diffère à certains égards d'IFRS 9 (2013), que la Société a adoptée de façon anticipée avec prise d'effet le 1^{er} octobre 2014. IFRS 9 (2014) comprend une mise à jour des lignes directrices sur le classement et l'évaluation des actifs financiers. La version définitive de la norme modifie également le modèle de dépréciation par la mise en place d'un nouveau modèle fondé sur les pertes sur créances attendues pour calculer la perte de valeur. La date d'entrée en vigueur obligatoire d'IFRS 9 (2014) a été fixée aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. La norme doit être appliquée de façon rétrospective, et certaines exemptions sont permises. L'adoption anticipée est également permise. La Société a examiné cette norme et a conclu qu'elle n'aurait pas une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »). Cette norme remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, IFRIC 13, *Programmes de fidélisation de la clientèle*, IFRIC 15, *Contrats de construction de biens immobiliers*, IFRIC 18, *Transferts d'actifs provenant de clients*, et SIC-31, *Produits des activités ordinaires – opérations de troc impliquant des services de publicité*. IFRS 15 s'applique à tous les contrats conclus avec des clients, sauf ceux qui entrent dans le champ d'application d'autres IFRS. IFRS 15 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et l'adoption anticipée est permise. La Société a examiné cette norme et a conclu qu'elle n'aurait pas une incidence importante sur ses états financiers consolidés.

IFRS 16, Contrats de location (« IFRS 16 »)

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, qui prévoit un modèle exhaustif pour l'identification de contrats de location et leur traitement dans les états financiers des bailleurs et des preneurs. Elle remplace IAS 17, *Contrats de location*, et ses directives interprétatives connexes. D'importants changements ont été apportés à la comptabilisation par le preneur, car la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement a été supprimée et la comptabilisation des actifs et des passifs touche tous les contrats de location (sous réserve de quelques exceptions limitées à l'égard de contrats de location à court terme et de contrats de location d'actifs de moindre valeur). En revanche, IFRS 16 ne comporte pas de modifications importantes des exigences relatives aux bailleurs. IFRS 16 prend effet à compter du 1^{er} janvier 2019, et l'application anticipée est permise. Les employés de la Société ont suivi une formation en vue de commencer à évaluer l'incidence que cette norme devrait avoir sur les états financiers consolidés. Les contrats de location auxquels cette norme pourrait s'appliquer ont commencé à être identifiés.

3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a) Acquisition du parc éolien Yonne

Le 21 février 2017, la Société a conclu l'acquisition d'un parc éolien en exploitation situé en France (« Yonne »). Le prix d'achat du projet éolien consiste en une contrepartie nette en trésorerie de 35 184 € (tous les montants en € sont en milliers de €) (48 983 \$), sous réserve de certains ajustements. Un dépôt de 10 000 € (ou 13 922 \$) avait déjà été donné par la Société au dernier exercice.

L'énergie produite par cette installation en exploitation est vendue en totalité à Electricité de France.

Les flux de trésorerie additionnels tirés des actifs acquis devraient faire augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets. Yonne a permis d'ajouter une puissance brute installée additionnelle de 44 MW au portefeuille de parcs éoliens en exploitation de la Société.

Le tableau suivant reflète la répartition initiale du prix d'achat par rapport à la juste valeur des actifs nets acquis :

	Répartition initiale du prix d'achat	
	En €	En \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 583	4 989
Débiteurs	12 936	18 009
Charges payées d'avance et autres	351	488
Immobilisations corporelles	76 629	106 683
Immobilisations incorporelles	24 138	33 605
Fournisseurs et autres créditeurs	(712)	(991)
Dettes à long terme	(72 753)	(101 287)
Instruments financiers dérivés	(683)	(951)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(1 855)	(2 582)
Passifs d'impôt différé	(6 450)	(8 980)
Actifs nets acquis	35 184	48 983

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

La répartition du prix d'achat demeure assujettie à la finalisation de l'évaluation des ajustements au fonds de roulement, des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des passifs d'impôt différé et des ajustements qui en découlent.

Les coûts de transaction liés à cette acquisition ont été comptabilisés à titre de coûts de transaction du regroupement d'entreprises conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 6).

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2017, les produits consolidés et le bénéfice net consolidé se seraient établis à 185 517 \$ et à 12 382 \$, respectivement, pour la période de six mois close le 30 juin 2017.

Les montants des produits et de la perte nette des installations depuis le 21 février 2017, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 3 465 \$ et à 546 \$, respectivement, pour la période de 130 jours close le 30 juin 2017.

b) Acquisition des parcs éoliens de Rougemont 1-2 et de Vaite

Le 24 mai 2017, la Société a conclu l'acquisition des projets de Rougemont 1-2 et de Vaite situés en France (« Rougemont 1-2 et Vaite »). Le prix d'achat de Rougemont 1-2 et Vaite consiste en une contrepartie en trésorerie de 51 380 € (tous les montants en € sont en milliers de €) (77 773 \$), sous réserve de certains ajustements.

L'énergie produite par ces installations en exploitation est vendue en totalité à Electricité de France.

Les flux de trésorerie additionnels tirés des actifs acquis devraient faire augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets. Rougemont 1-2 et Vaite ont permis d'ajouter une puissance brute installée additionnelle de 119,5 MW au portefeuille de parcs éoliens de la Société.

Le tableau suivant reflète la répartition initiale du prix d'achat par rapport à la juste valeur des actifs nets acquis :

	Répartition initiale du prix d'achat	
	En €	En \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	45	68
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	6 443	9 753
Débiteurs	4 699	7 113
Charges payées d'avance et autres	52	79
Immobilisations corporelles	165 183	250 037
Immobilisations incorporelles	39 833	60 295
Fournisseurs et autres créditeurs	(5 612)	(8 495)
Impôt à payer	(252)	(382)
Dette à long terme	(138 551)	(209 725)
Instruments financiers dérivés	(6 645)	(10 059)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(2 944)	(4 456)
Passifs d'impôt différé	(10 871)	(16 455)
Actifs nets acquis	51 380	77 773

La répartition du prix d'achat demeure assujettie à la finalisation de l'évaluation des ajustements au fonds de roulement, des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des passifs d'impôt différé et des ajustements qui en découlent.

Les coûts de transaction liés à cette acquisition ont été comptabilisés à titre de coûts de transaction du regroupement d'entreprises conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 6).

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2017, les produits consolidés et le bénéfice net consolidé se seraient établis à 188 134 \$ et à 13 709 \$, respectivement, pour la période de six mois close le 30 juin 2017.

Les montants des produits et de la perte nette des installations depuis le 24 mai 2017, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 1 524 \$ et à 583 \$, respectivement, pour la période de 37 jours close le 30 juin 2017.

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

c) Acquisition de sept parcs éoliens en exploitation en France

L'évaluation finale de l'acquisition de sept parcs éoliens en exploitation a été réalisée et aucun ajustement n'a dû être apporté à la répartition finale du prix d'achat depuis le plus récent rapport annuel.

4. CHARGES D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Salaires	1 244	983	2 521	2 096
Assurances	928	704	1 805	1 366
Exploitation et entretien	7 058	5 828	12 609	9 400
Impôts fonciers et redevances	7 985	6 703	16 369	10 754
	17 215	14 218	33 304	23 616

Les amortissements comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat sont principalement liés aux charges d'exploitation engagées pour générer des produits.

5. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	34 840	20 315	61 819	39 713
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	1 956	3 339	2 831	2 446
Amortissement des frais de financement	868	259	1 629	509
Désactualisation de la dette à long terme et des débetures convertibles	568	308	768	770
Charges de désactualisation des autres passifs	248	136	480	232
Autres	584	251	834	432
	39 064	24 608	68 361	44 102

6. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Coûts de transaction	974	355	1 657	1 266
Profit de change réalisé	(166)	(33)	(232)	(543)
Profit sur les contreparties conditionnelles	(615)	—	(872)	—
Autres produits, montant net	(596)	(538)	(1 314)	(828)
(Profit) perte découlant de la cession d'immobilisations corporelles	(10)	173	(11)	173
Reprise de la perte de valeur des prêts	—	(190)	—	(475)
	(413)	(233)	(772)	(407)

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

7. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le bénéfice net par action est calculé de la façon suivante :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	14 567	14 381	17 023	22 713
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 485)	(2 971)	(2 971)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	13 082	12 896	14 052	19 742
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	108 431	107 318	108 386	105 657
Bénéfice net par action, de base (en \$)	0,12	0,12	0,13	0,19
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	108 431	107 318	108 386	105 657
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	995	996	976	812
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	109 426	108 314	109 362	106 469
Bénéfice net par action, dilué (en \$)	0,12	0,12	0,13	0,19

- a) Les options sur actions dont le prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires sont exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation. Au cours des périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2017, 3 331 684 des 3 457 432 options sur actions (la totalité des 3 425 684 options sur actions pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2016) avaient un effet dilutif.

Au cours des périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2017, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 6 666 667 actions n'avait un effet dilutif au cours des périodes correspondantes de 2016).

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

8. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Dans le cadre des acquisitions de Yonne et de Rougemont 1-2 et Vaite, la Société a conclu des ententes de couverture pour réduire son risque de change.

Contrats	Expiration	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			30 juin 2017	31 décembre 2016
Contrats utilisés pour couvrir le risque de change				
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7150 \$ CA pour 1 €	2019	Aucune	113 938	—
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7890 \$ CA pour 1 €	2019	Aucune	170 208	—
			284 146	—

Les parcs éoliens obtenus dans le cadre des acquisitions de Yonne et Rougemont 1-2 et Vaite détiennent des ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur leur dette à long terme. La comptabilité de couverture est appliquée à ces contrats.

Contrats	Expiration	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			30 juin 2017	31 décembre 2016
Contrats utilisés pour couvrir le risque de taux d'intérêt :				
Swap de taux d'intérêt au taux de 0,78 %, amortissable et converti à un taux de 1,4813 \$ CA pour 1 €	2031	Aucune	66 066	—
Swap de taux d'intérêt au taux de 1,302 %, amortissable et converti à un taux de 1,4813 \$ CA pour 1 €	2032	Aucune	72 418	—
Swap de taux d'intérêt au taux de 1,303 %, amortissable et converti à un taux de 1,4813 \$ CA pour 1 €	2032	Aucune	43 972	—
Swap de taux d'intérêt au taux de 1,475 %, amortissable et converti à un taux de 1,4813 \$ CA pour 1 €	2032	Aucune	11 038	—
Swap de taux d'intérêt au taux de 1,277 %, amortissable et converti à un taux de 1,4813 \$ CA pour 1 €	2032	Aucune	77 950	—

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2017	3 011	1 613 017	876 569	124 303	426 059	10 830	3 053 789
Ajouts	—	3 817	2 144	12	26 504	2 046	34 523
Acquisitions d'entreprises (note 3)	40	—	281 854	—	74 827	—	356 721
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	453 495	(1 131)	—	(452 364)	—	—
Cessions	—	—	—	—	—	(84)	(84)
Autres variations	—	—	9	—	—	(25)	(16)
Écarts de change, montant net	2	(263)	12 730	—	(1 602)	(7)	10 860
Au 30 juin 2017	3 053	2 070 066	1 172 175	124 315	73 424	12 760	3 455 793
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2017	—	(194 633)	(123 831)	(27 775)	—	(7 543)	(353 782)
Amortissement	—	(17 850)	(23 703)	(2 979)	(246)	(746)	(45 524)
Cessions	—	—	—	—	—	84	84
Autres variations	—	—	—	—	—	25	25
Écarts de change, montant net	—	104	(453)	—	—	(7)	(356)
Au 30 juin 2017	—	(212 379)	(147 987)	(30 754)	(246)	(8 187)	(399 553)
Valeur comptable au 30 juin 2017	3 053	1 857 687	1 024 188	93 561	73 178	4 573	3 056 240

La totalité des immobilisations corporelles est donnée en garantie des financements de projet respectifs ou du financement général de la Société.

Les ajouts au cours de la période considérée comprennent des frais de financement inscrits à l'actif de 5 904 \$, engagés avant l'utilisation prévue des immobilisations.

Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement inscrits à l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés à la facilité de crédit rotatif sont inscrits à l'actif pour la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée.

Le coût des installations a été réduit en raison de crédits d'impôt à l'investissement de 3 003 \$ (3 003 \$ au 31 décembre 2016).

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

10. DETTE À LONG TERME

(Les références aux \$ US et aux € sont en milliers)

	Taux d'intérêt en 2017	Échéance	30 juin 2017
Emprunts (sans droit de recours auprès de la Société)			
b) Innergex Champagne S.A.S. (4 250 €)	7,25 %	2025	6 296
b) Innergex Lorraine S.A.S. (4 250 €)	7,25 %	2025	6 296
c) Yonne (14 028 €)	1,08 %	2028	20 780
c) Yonne (44 600 €)	1,54 %	2031	66 066
d) Rougemont 1 (1 384 €)	1,00 %	2018	2 050
d) Rougemont 1 (49 139 €)	0,81 %	2035	72 790
d) Rougemont 2 (953 €)	1,00 %	2019	1 412
d) Rougemont 2 (30 505 €)	0,81 %	2035	45 186
d) Rougemont 2 (10 567 €)	0,84 %	2035	15 654
d) Vaite (506 €)	1,00 %	2018	750
d) Vaite (52 386 €)	0,81 %	2035	77 599

a) Facilité de crédit rotatif

Le 21 février 2017, la Société a signé la cinquième entente de crédit modifiée et mise à jour liée à sa facilité de crédit rotatif existante de 425 000 \$. Ces modifications procurent une souplesse accrue à la Société en lui permettant d'emprunter en euros par l'intermédiaire de prêts portant intérêt au taux EURIBOR. De plus, la Société a prorogé sa facilité de crédit rotatif de 2020 à 2021 afin d'accroître sa souplesse financière. En outre, une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 15 000 \$, garantie par Exportation et développement Canada (« EDC »), a été ajoutée et sera mise en place.

b) Financement de deux des filiales françaises

Le 10 février 2017, Innergex Champagne S.A.S. et Innergex Lorraine S.A.S. ont chacune conclu un financement sous forme de dette subordonnée de 4 250 € avec un fonds d'infrastructures français. Les emprunts subordonnés portent intérêt à un taux de 7,25 %, ont une durée de huit ans et exigent le remboursement du capital à l'échéance.

c) Dette à long terme de Yonne en France

Dans le cadre de l'acquisition de Yonne, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes pour un total de 70 587 €.

- Un emprunt de 11 123 € portant intérêt à un taux d'intérêt variable de 0,93 % qui a été entièrement remboursé au deuxième trimestre de 2017. Il s'agissait d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation à recevoir du gouvernement.
- Un emprunt de 14 864 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,90 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2028. Les remboursements de capital s'établissent à 3 809 € pour la période de douze mois suivant l'acquisition. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 15 313 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,08 %.
- Un emprunt de 44 600 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,95 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Aucun remboursement de capital n'est fixé pour la période de douze mois suivant l'acquisition. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 46 055 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,54 %. Au 30 juin 2017, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 2,32 % compte tenu du swap de taux d'intérêt.

La dette est garantie par les actifs d'Éoles Yonne SAS, d'une valeur comptable d'environ 106 136 €.

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

d) Dette à long terme de Rougemont et Vaite en France

Rougemont 1

Dans le cadre de l'acquisition de Rougemont 1-2 et Vaite, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes pour un total de 51 371 €.

- Un emprunt de 1 384 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1 % et entièrement remboursable en 2018. Il s'agit d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation à recevoir du gouvernement.
- Un emprunt de 49 987 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,4 % à 1,95 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2035. Les remboursements de capital s'établissent à 2 931 € pour la période de douze mois se clôturant le 30 juin 2018. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 49 027 €, pour un taux d'intérêt effectif de 0,81 %. Au 30 juin 2017, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 2,07 % compte tenu du swap de taux d'intérêt.
- Une facilité d'emprunt rotatif de 2 410 € pour une réserve liée au service de la dette, portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,5 % à 1,65 %, arrivant à échéance en 2027. Au 30 juin 2017, aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 1 000 €. Au 30 juin 2017, un montant de 700 € avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit relativement à la garantie liée à la mise hors service. La dette est garantie par les actifs d'Énergies du Plateau Central, d'une valeur comptable d'environ 61 850 €.

Rougemont 2

Dans le cadre de l'acquisition de Rougemont 1-2 et Vaite, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes pour un total de 40 735 €.

- Un emprunt de 753 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1 % et entièrement remboursable en 2019. Il s'agit d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation à recevoir du gouvernement.
- Un emprunt de 31 096 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,4 % à 1,95 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2035. Les remboursements de capital s'établissent à 1 605 € pour la période de douze mois se clôturant le 30 juin 2018. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 30 505 €, pour un taux d'intérêt effectif de 0,81 %. Au 30 juin 2017, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 2,04 % compte tenu du swap de taux d'intérêt.
- Un emprunt de 8 886 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,4 % à 1,95 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2035. Aucun remboursement de capital n'est exigible pour la période de douze mois se clôturant le 30 juin 2018. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 8 430 €, pour un taux d'intérêt effectif de 0,84 %. Au 30 juin 2017, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 1,71 % compte tenu du swap de taux d'intérêt.
- Une facilité d'emprunt rotatif de 2 840 € pour une réserve liée au service de la dette, portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,5 % à 1,65 %, arrivant à échéance en 2027. Au 30 juin 2017, aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 1 000 €. Au 30 juin 2017, un montant de 431 € avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit relativement à la garantie liée à la mise hors service. La dette est garantie par les actifs d'Énergies du Plateau Central 2, d'une valeur comptable d'environ 56 699 €.

Vaite

Dans le cadre de l'acquisition de Rougemont 1-2 et Vaite, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes pour un total de 53 992 €.

- Un emprunt de 576 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1 % et entièrement remboursable en 2018. Il s'agit d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation à recevoir du gouvernement.
- Un emprunt de 53 416 € portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,4 % à 1,95 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2035. Les remboursements de capital s'établissent à 3 257 € pour la période de douze mois se clôturant le 30 juin 2018. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 52 386 €, pour un taux d'intérêt effectif de 0,81 %. Au 30 juin 2017, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 2,06 % compte tenu du swap de taux d'intérêt.

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

- Une facilité d'emprunt rotatif de 2 520 € pour une réserve liée au service de la dette, portant intérêt à un taux variable correspondant au taux EURIBOR majoré d'un taux allant de 1,5 % à 1,65 %, arrivant à échéance en 2027. Au 30 juin 2017, aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 1 000 €. Au 30 juin 2017, un montant de 754 € avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit relativement à la garantie liée à la mise hors service. La dette est garantie par les actifs d'Énergies du Réchet, d'une valeur comptable d'environ 63 224 €.

11. CAPITAUX PROPRES

a) Surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires

Une résolution spéciale visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution ne soit versé aux actionnaires, a été adoptée le 9 mai 2017. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires et à une augmentation correspondante du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.

12. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

a) Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2017	2016
Débiteurs et impôt à recevoir	3 937	(14 187)
Charges payées d'avance et autres	(923)	2
Fournisseurs, autres créditeurs et impôt à payer	(11 591)	(3 996)
	(8 577)	(18 181)

b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2017	2016
Intérêts versés (y compris les intérêts inscrits à l'actif de 5 812 \$ [20 660 \$ en 2016])	63 484	57 824
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	(32 484)	(4 318)
Frais d'émission d'actions ordinaires impayés	—	(95)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(3 693)	(1 531)
Prêts consentis à des associés en échange de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	(2)	(21)

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

c) Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2017	2016
Dette à long terme au début de la période	2 606 633	2 215 433
Augmentation de la dette à long terme	300 866	488 206
Remboursement de la dette à long terme	(163 203)	(381 249)
Paiement des frais de financement différés	(613)	(1 998)
Acquisitions d'entreprises (note 3)	311 012	130 170
Autres variations	5 308	3 143
Écarts de change, montant net	9 832	(4 920)
Dette à long terme à la fin de la période	3 069 835	2 448 785

13. FILIALES

Yonne

Un placement de 8 568 \$, incluant une débenture de 6 478 \$, a été effectué par le Régime de rentes du Mouvement Desjardins dans la Société en commandite Innergex Europe (2015) afin de financer en partie l'acquisition de Yonne le 21 février 2017.

Le sommaire de l'information financière ci-dessous présente les montants avant les ajustements de consolidation.

	Au 30 juin 2017
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	10 476
Actifs non courants	146 743
	157 219
Passifs courants	4 678
Passifs non courants	130 371
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	22 170
	157 219

	Période de trois mois close le 30 juin 2017	Période de 130 jours close le 30 juin 2017
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	1 915	3 465
Charges	2 147	4 011
Perte nette	(232)	(546)
Autres éléments du résultat global	382	374
Total du résultat global	150	(172)

Rougemont 1-2 et Vaite

Un placement de 31 119 \$, incluant une débenture de 22 296 \$, a été effectué par le Régime de rentes du Mouvement Desjardins dans la Société en commandite Innergex Europe (2015) afin de financer en partie l'acquisition de Rougemont 1-2 et Vaite le 24 mai 2017.

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Le sommaire de l'information financière ci-dessous présente les montants avant les ajustements de consolidation.

	Au 30 juin 2017
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	18 111
Actifs non courants	305 356
	323 467
<hr/>	
Passifs courants	27 242
Passifs non courants	258 334
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	37 891
	323 467

	Période de 37 jours close le 30 juin 2017
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global	
Produits	1 524
Charges	2 107
Perte nette	(583)
Autres éléments du résultat global	800
Total du résultat global	217

14. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société détenait des participations dans 30 centrales hydroélectriques, sept parcs éoliens et une installation solaire au Canada, dans douze parcs éoliens en France ainsi que dans une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Le tableau suivant présente des détails à l'égard des trois principaux secteurs géographiques dans lesquels la Société exerce ses activités.

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Produits				
Canada	99 865	83 300	164 354	145 129
Europe	8 845	2 812	18 325	2 812
États-Unis	819	1 673	1 377	2 324
	109 529	87 785	184 056	150 265

	Au 30 juin 2017	Au 31 décembre 2016
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers et des actifs d'impôt différé		
Canada	2 991 989	3 005 720
Europe	759 586	318 924
États-Unis	6 937	7 365
	3 758 512	3 332 009

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Secteurs opérationnels

La Société compte quatre secteurs opérationnels : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne, c) la production solaire et d) l'aménagement des emplacements.

Période de trois mois close le 30 juin 2017					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	74 177	29 777	5 190	386	109 530
Charges :					
Charges d'exploitation	10 742	6 117	170	186	17 215
Frais généraux et administratifs	2 744	1 939	33	41	4 757
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 638	1 638
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part du bénéfice des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers	60 691	21 721	4 987	(1 479)	85 920
Charges financières					39 064
Autres produits, montant net					(413)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers					47 269
Amortissement des immobilisations corporelles					23 707
Amortissement des immobilisations incorporelles					8 257
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(1 821)
Perte nette latente sur instruments financiers					470
Bénéfice avant impôt sur le résultat					16 656

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Période de trois mois close le 30 juin 2016					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	66 744	14 984	6 056	—	87 784
Charges :					
Charges d'exploitation	10 674	3 343	201	—	14 218
Frais généraux et administratifs	2 032	1 204	40	669	3 945
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	2 758	2 758
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers	54 038	10 437	5 815	(3 427)	66 863
Charges financières					24 608
Autres produits, montant net					(233)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					42 488
Amortissement des immobilisations corporelles					15 070
Amortissement des immobilisations incorporelles					7 065
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(475)
Profit net latent sur instruments financiers					(2 145)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					22 973

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Période de six mois close le 30 juin 2017					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	108 535	66 669	8 466	386	184 056
Charges :					
Charges d'exploitation	21 481	11 292	345	186	33 304
Frais généraux et administratifs	5 510	3 360	88	377	9 335
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	4 556	4 556
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers	81 544	52 017	8 033	(4 733)	136 861
Charges financières					68 361
Autres produits, montant net					(772)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					69 272
Amortissement des immobilisations corporelles					45 524
Amortissement des immobilisations incorporelles					16 022
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(2 537)
Profit net latent sur instruments financiers					(4 605)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					14 868

Au 30 juin 2017					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	2 465 780	1 400 781	105 077	105 744	4 077 382
Total du passif	2 120 652	1 273 742	110 085	95 061	3 599 540
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	4 222	284 234	12	102 776	391 244

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Période de six mois close le 30 juin 2016					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	109 184	31 739	9 342	—	150 265
Charges :					
Charges d'exploitation	17 784	5 473	359	—	23 616
Frais généraux et administratifs	3 984	2 151	80	1 417	7 632
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	4 475	4 475
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers	87 416	24 115	8 903	(5 892)	114 542
Charges financières					44 102
Autres produits, montant net					(407)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					70 847
Amortissement des immobilisations corporelles					28 853
Amortissement des immobilisations incorporelles					12 719
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(24)
Profit net latent sur instruments financiers					(3 432)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					32 731

Au 31 décembre 2016					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 993 033	1 003 964	108 231	498 976	3 604 204
Total du passif	1 537 791	847 148	113 538	620 495	3 118 972
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	3 420	219 813	11	369 723	592 967

NOTES ANNEXES

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

15. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

a) Dividendes déclarés par le conseil d'administration

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (en \$)	Dividende par action privilégiée de série A (en \$)	Dividende par action privilégiée de série C (en \$)
03/08/2017	29/09/2017	16/10/2017	0,1650	0,2255	0,359375

b) Entente finale visant 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 finale avait été signée avec BayWa r.e. en vue d'acquérir deux projets éoliens situés en France, dont la puissance installée totale est de 43 MW. L'électricité qui sera produite sera vendue à Electricité de France aux termes de contrats d'achat d'électricité à un prix fixe, dont une tranche sera ajustée en fonction des indices d'inflation, pour une durée initiale de 15 ans. Le prix d'achat des droits sur les projets est d'environ 27 200 € (ou 39 900 \$), sous réserve de certains ajustements. La quote-part nette d'Innergex relativement au prix d'achat s'élèvera à environ 16 500 € (ou 24 200 \$) et sera versée au moyen de fonds disponibles aux termes de sa facilité de crédit rotatif. Des dettes sans recours liées aux projets, qui existent déjà, se chiffreront à 72 000 € (ou 105 700 \$) et demeureront au niveau du projet. La Société réduira son exposition à la variation des taux de change au moyen d'instruments de couverture de change à long terme. Innergex détiendra une participation de 69,55 % dans les parcs éoliens et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins détiendra la participation restante de 30,45 %. L'acquisition demeure assujettie aux conditions de clôture habituelles.

RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

Inscription boursière

Les actions ordinaires d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.
Les Actions privilégiées de série A d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.PR.A.
Les Actions privilégiées de série C d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.PR.C.
Les débetures convertibles d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.DB.A.

Agences de notation

Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P.
Les Actions privilégiées de série A de la Société sont notées P-3 par S&P.
Les Actions privilégiées de série C de la Société sont notées P-3 par S&P.

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Services aux investisseurs Computershare inc.
1500, boul. Robert-Bourassa, bureau 700, Montréal (Québec) H3A 3S8
Téléphone : 1 800 564-6253 ou 514 982-7555
Courriel : service@computershare.com

Régime de réinvestissement de dividendes

Innergex énergie renouvelable inc. a mis en place un régime de réinvestissement de dividendes (RRD) à l'intention de ses actionnaires ordinaires qui permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquérir des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces. Pour plus de renseignements à propos du RRD de la Société, veuillez visiter notre site Web au www.innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare Canada, l'agent responsable du régime.

Auditeur indépendant

Deloitte S.E.N.C.R.L. / s.r.l.

Relations avec les investisseurs

Si vous avez des questions, veuillez consulter notre site Web ou communiquer avec :

Karine Vachon
Directrice - communications

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

Siège social
1225, rue Saint-Charles Ouest
10e étage
Longueuil, Québec J4K 0B9

Téléphone : 450 928-2550
Télécopieur : 450 928-2544
Courriel : info@innergex.com

Bureau de Vancouver
900-1185 rue Georgia Ouest
Vancouver, Colombie-Britannique
V6E 4E6

Téléphone : 604 633-9990
Télécopieur : 604 633-9991

Bureau de Lyon
49 Président Édouard Herriot
69002 LYON FRANCE

Telephone: +33 (0) 7 87 48 84 87

www.innergex.com