RAPPORT TRIMESTRIEL 2017

INNERGEX

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

POUR LA PÉRIODE
CLOSE LE
31 MARS 2017

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

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 débentures 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 trois mois close le 31 mars 2017. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 9 mai 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 la période de trois mois close le 31 mars 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 la période de trois mois close le 31 mars 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 PREMIER TRIMESTRE DE 2017

- La production a atteint 88 % de la moyenne à long terme (« PMLT »)
- Par rapport à la même période l'an dernier, les produits ont augmenté de 19 % à 74,5 M$
- Par rapport à la même période l'an dernier, le BAIIA ajusté a augmenté de 7 % à 50,9 M$
- Innergex a complété l'acquisition du parc éolien Yonne de 44 MW, qui était en construction lors de l'annonce de l'acquisition de sept parcs éoliens en 2016. Innergex possède des intérêts de 69,55 % dans le projet et le Régime des rentes du Mouvement Desjardins possède les 30,45 % restants
- En Colombie-Britannique, la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River de 81,4 MW a été mise en service le 30 mars 2017

TABLE DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF 3
Information prospective 3
Mesures non conformes aux IFRS 5
Renseignements supplémentaires et mise à jour 6
Vue d'ensemble 6
Stratégie de la Société 7
Mise à jour au premier trimestre 8
Projet en développement et activités de mise en service 11
Projets potentiels 12
Résultats d'exploitation 12
Liquidités et ressources en capital 17
Dividendes 19
Situation financière 19
Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution.... 22
Information sectorielle 24
Renseignements financiers trimestriels 27
Participations dans des coentreprises 28
Filiales à moins de 100 % 30
Modifications de méthodes comptables 31
Événements postérieurs à la clôture 32

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 31 mars 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 d'Eoles Yonne S.A.S., Montjean Energies et Theil Rabier Energies, et c) qu'il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant la période de trois mois close le 31 mars 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 d'Eoles Yonne S.A.S., de Montjean Energies et de Theil Rabier Energies seront achevées dans les 12 mois suivant la date d'acquisition. Un résumé de l'information financière relative à Eoles Yonne S.A.S., à Montjean Energies et à Theil Rabier Energies 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 capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants; 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
Produits prévus Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, 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).	Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité Taux d'inflation moins élevé que prévu

BAIIA ajusté prévu Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers 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 BAIIA 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.	Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent Variations des frais liés aux permis d'utilisation de l'eau et aux droits de propriété foncière Charges d'entretien imprévues Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ
Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des Projets en développement ou des Projets potentiels La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») dont les services ont été retenus pour le projet. 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.	Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Obtention des permis Approvisionnement en matériel Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement Relations avec les parties prenantes Risques réglementaires et politiques Taux d'inflation plus élevé que prévu Catastrophe naturelle
Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de payer un dividende trimestriel 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. 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.	Un BAIIA ajusté inférieur aux attentes en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus, ainsi que de charges liées aux projets potentiels plus élevées que prévu Des coûts de projets supérieurs aux attentes en raison principalement de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets Risques réglementaires et politiques Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures Charges d'entretien imprévues Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende
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, (la Perte nette) le Bénéfice net ajusté(e), 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 à la « (Perte nette) au Bénéfice net ajusté(e) » 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. La (Perte nette) le Bénéfice net ajusté(e) 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 la (Perte nette) le Bénéfice net ajusté(e) 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.

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 innergex.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 :

- 48 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et mars 2017, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 7,4 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 20,2 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);

- un projet dont la mise en service commerciale est prévue pour le deuxième 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.

INNERGEX

	Installations en exploitation	Projets en développement	Projets potentiels
Hydroélectricité			
Puissance brute :	706.2 MW	25.3 MW	990.0 MW
Puissance nette[1] :	541.9 MW	16.8 MW	840.0 MW
Éolien			
Puissance brute :	918.2 MW	-	2,800.0 MW
Puissance nette[1] :	418.6 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 :	1657.6 MW	25.3 MW	3,940.0 MW
Puissance nette[1] :	993.7 MW	16.8 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.

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, la (perte nette) le bénéfice net ajusté(e) 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 30 centrales hydroélectriques localisées sur 27 bassins versants, 17 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 :

Production moyenne à long terme consolidée[1]									
En GWh et %	T1		T2		T3		T4		Total
HYDRO	368,0	13 %	1 034,4	35 %	955,4	33 %	569,1	19 %	2 926,9
ÉOLIEN	479,5	30 %	343,9	22 %	300,5	19 %	458,9	29 %	1 582,8
SOLAIRE	7,2	19 %	12,4	33 %	12,5	33 %	5,7	15 %	37,8
Total	854,7	19 %	1 390,7	30 %	1 268,4	28 %	1 033,7	23 %	4 547,5

1. PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 9 mai 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 ».

MISE À JOUR AU PREMIER TRIMESTRE

Sommaire des résultats opérationnels et financiers

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2017	2016
PRODUCTION		
Production (MWh)	722 273	664 387
PMLT (MWh)	820 634	557 022
Production en % de la PMLT	88 %	119 %
RÉSULTATS D'EXPLOITATION		
Produits	74 527	62 481
BAIIA ajusté	50 942	47 681
Marge du BAIIA ajusté	68,4 %	76,3 %
(Perte nette) bénéfice net	(2 334)	7 197
DIVIDENDES		
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A ($/action)	0,2255	0,2255
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C ($/action)	0,359375	0,359375
Dividendes déclarés par action ordinaire ($/action)	0,165	0,160

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la production s'est établie à 88 % de la PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et de régimes de vent inférieurs à la moyenne au Québec et en France. La production a augmenté de 9 %, les produits se sont accrus de 19 % et le BAIIA ajusté a progressé de 7 % 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, mise en service en 2016, ainsi qu'à l'acquisition de 10 parcs éoliens en France en 2016 et en 2017, partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans la plupart de nos installations hydroélectriques et éoliennes, ce qui explique pourquoi l'augmentation du BAIIA ajusté est inférieure à l'augmentation des produits. 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.

La perte nette de 2,3 M$ enregistrée au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2017, comparativement au bénéfice net de 7,2 M$ constaté pour la même période de l'exercice précédent, s'explique surtout par l'augmentation des charges financières et des amortissements en raison principalement du plus grand nombre d'installations en exploitation, partiellement contrebalancée par l'augmentation du BAIIA ajusté et le profit net latent sur instruments financiers dérivés.

Résultat net ajusté

Le Résultat 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 (la perte nette) le bénéfice net des instruments financiers	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2017	2016
(Perte nette) bénéfice net	(2 334)	7 197
Ajouter (Déduire) :		
Profit net latent sur instruments financiers	(5 075)	(1 287)
Charge d'impôt liée aux éléments ci-dessus	1 132	335
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	(34)	540
(Perte nette) Bénéfice net ajusté	(6 311)	6 785

Exclusion faite des profits et pertes sur instruments financiers ainsi que de l'impôt sur le revenu qui s'y rapporte, la perte nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 se serait établie à 6,3 M$, comparativement à un bénéfice net de 6,8 M$ en 2016. La diminution est principalement attribuable à l'augmentation de 9,8 M$ des charges financières et à l'augmentation de 10,1 M$ des amortissements, partiellement contrebalancée par une augmentation de 3,3 M$ du BAIIA ajusté. La production inférieure à la moyenne cette année par rapport à la production supérieure à la moyenne l'année dernière explique également pourquoi l'augmentation du BAIIA ajusté est inférieure à l'augmentation des produits.

Ratio de distribution

	Périodes de 12 mois closes le 31 mars	
	2017	2016
Flux de trésorerie disponibles[1]	73 659	77 217
Ratio de distribution[1]	95 %	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 »

Pour la période de 12 mois close le 31 mars 2017, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 95 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 84 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. Cette variation négative est attribuable principalement à l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette, à la hausse des flux de trésorerie attribués à la participation minoritaire et à l'absence de montants reçus au titre des services de transmission, partiellement contrebalancé par la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés. De plus, des paiements de dividendes plus élevés découlant 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 368 104 actions au titre du Régime de réinvestissement de dividendes (RRD) ont également dilué le ratio de distribution.

Conversion du prêt de Big Silver Creek

Le 22 juin 2015, Big Silver Creek Power Limited Partnership a conclu un financement de projet sans recours de 197,2 M$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek River. Le 31 janvier 2017, le prêt a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 39,5 ans.

Le prêt comprend trois facilités, ou tranches :

- Un prêt de construction de 51,0 M$ portant intérêt à un taux fixe de 4,57 %; en 2017, il a été converti en un emprunt à terme de 25 ans et le capital sera amorti sur une période de 22 ans, à compter de 2019.
- Un prêt de construction de 128,3 M$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %; en 2017, il a été converti en un emprunt à terme de 39,5 ans et le capital sera amorti après l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans.
- Un prêt de construction de 17,9 M$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %; en 2017, il a été converti en un emprunt à terme de 39,5 ans et son capital sera remboursé à l'échéance.

Financement des filiales françaises

Le 10 février 2017, Innergex et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins ont obtenu un financement par emprunt subordonné de 8,5 M€ auprès d'un fonds d'infrastructure français par l'entremise de leurs filiales françaises créées pour acquérir des 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.

Conclusion de l'acquisition du projet éolien Yonne

Le 21 février 2017, Innergex a complété l'acquisition du parc éolien Yonne de 44 MW situé au nord de la France. L'annonce a été faite parallèlement à l'acquisition de sept parcs éoliens annoncée en 2016. À ce moment, l'installation était en construction, et son acquisition devait avoir lieu après sa mise en service. Les activités de mise en service ont commencé au quatrième trimestre de 2016 et ont été achevées à la fin janvier 2017. Innergex possède des intérêts de 69,55 % dans le parc éolien et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins possède les 30,45 % restants.

Le prix d'achat total est de 35,2 M€ (l'équivalent de 49,0 M$), sous réserve de certains ajustements, et comprend 3,8 M€ (l'équivalent de 5,3 M$) de fonds de roulement. Un dépôt de 10,0 M€ (l'équivalent de 13,9 M$) avait déjà été versé par la Société lors de l'annonce de l'acquisition en mars 2016. L'investissement net additionnel d'Innergex pour payer l'acquisition totalise 10,7 M€ (l'équivalent de 14,9 M $) et a permis à la Société de s'acquitter de son obligation de payer sa part du prix d'achat avec des fonds disponibles. Le reste du prix d'achat de 6,2 M€ (l'équivalent de 8,6 M$) est payé par le Régime de rentes du Mouvement Desjardins et par les fonds générés par le financement de deux filiales françaises le 10 février 2017, dont le montant s'élève à 8,4 M€ (l'équivalent de 11,6 M$).

Durant sa première année complète d'exploitation, la production annuelle moyenne du parc éolien Yonne devrait atteindre 100 400 MWh, soit une quantité suffisante pour alimenter environ 21 000 foyers français. Le parc éolien devrait générer des produits et un BAIIA ajusté d'environ 8,6 M€ (l'équivalent de 12,0 M$) et 7,2 M€ (l'équivalent de 10,0 M$) respectivement. Toute l'électricité produite fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité (CAÉ) avec Electricité de France (EDF) d'une durée initiale de 15 ans. Le CAÉ arrivera à terme le 19 octobre 2031.

Le financement du projet de 59,5 M€ (l'équivalent de 82,8 M$), qui est déjà en place, sera maintenu au niveau du projet acquis.

Prolongement et modification de la facilité de crédit rotatif

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 (à l'exception des engagements avec un prêteur de 42,5 M$, qui demeurent en vigueur jusqu'en 2020) afin d'obtenir une plus grande flexibilité financière. Finalement, une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 30 M$ et garantie par Exportation et développement Canada (EDC) a été ajoutée et sera mise en place.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT ET ACTIVITÉS DE MISE EN SERVICE

Activités de mise en service

Le 30 décembre 2016, le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n a été mis en service au Québec. Les activités de construction ont été terminées au cours du premier trimestre et tous les coûts connexes ont été évalués, ce qui a permis de dégager des économies d'environ 15,0 M$ par rapport aux estimations antérieures des coûts totaux du projet, qui s'élevaient à 305,0 M$.

Le 30 mars 2017, la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River a été mise en service commercial en Colombie-Britannique. La centrale hydroélectrique Boulder Creek, en Colombie-Britannique, devrait être mise en service au deuxième trimestre de 2017. L'estimation du total des coûts pour ces deux projets combinés est passée de 451,2 M$ à 464,8 M$, soit une augmentation de 13,6 M$, principalement en raison des coûts liés à la construction du tunnel.

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée[1] (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, première année	
					Estimés[1] (M$)	Au 31 mars (M$)	Produits[1] (M$)	BAIIA ajusté[1] (M$)
HYDRO (Colombie-Britannique)								
Upper Lillooet River	66,7	81,4	334,0	40	341,2	331,8	33,0	27,5
ÉOLIEN (Québec)								
Mesgi'g Ugiu's'n	50,0	150,0	562,5	20	290,0	289,7	59,6	52,5
		231,4	896,5		631,2	621,5	92,6	80,0

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.

Upper Lillooet River

Au premier trimestre, la Société a procédé à la mise en service commerciale de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Upper Lillooet River de 81,4 MW en Colombie-Britannique. La construction a débuté en octobre 2013 et s'est terminée en mars 2017. Selon le certificat d'exploitation commerciale délivré à BC Hydro, la date de mise en service est le 30 mars 2017. La production annuelle moyenne de la centrale Upper Lillooet River est estimée à 334 000 MWh, soit assez d'électricité pour alimenter plus de 31 850 foyers.

À sa première année complète d'exploitation, la centrale devrait générer des produits et un BAIIA ajusté estimés respectivement à 33,0 M$ et 27,5 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 Lilloet 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 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'établissait 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$)	Au 31 mars (M$)	Produits[1] (M$)	BAIIA ajusté[1] (M$)
HYDRO (Colombie-Britannique)									
Boulder Creek	66,7	25,3	2017 [4]	92,5	40	123,6 [3]	120,1 [3]	9,0 [3]	7,5 [3]

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. Au moment de la mise en service, la PMLT peut être mise à jour pour tenir compte de mesures d'optimisation ou de contraintes liées à la conception ou de la sélection de turbines différentes. Se reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.
3. Correspond à 100 % de cette installation.
4. La mise en service du projet hydroélectrique Boulder Creek devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2017. La mise en service commerciale a été retardée en raison du feu de forêt qui a forcé l'arrêt des travaux de construction à l'été 2015. BC Hydro a déterminé que le feu de forêt constituait un cas de force majeure et a confirmé que la mise en service pouvait être en conséquence reportée de 98 jours. Si le feu de forêt entraîne quand même des conséquences financières, le projet Boulder Creek devrait être indemnisé pour de tels retards en vertu de sa couverture d'assurance.

Boulder Creek

Les travaux de construction de la centrale hydroélectrique Boulder Creek ont débuté en octobre 2013. 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 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.*

En date du présent rapport de gestion, la construction de la centrale hydroélectrique Boulder Creek a été achevée. Le tunnel a été rempli à la mi-avril, et les activités de mise en service se poursuivent. La date de mise en service est prévue pour mai 2017.

Le processus de demande de règlement d'assurance relativement au feu de forêt 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.

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. 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 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 88 % par rapport à la PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans le secteur hydroélectrique en Colombie-Britannique et des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et en France, qui ont été partiellement contrebalancés par des débits d'eau supérieurs à la moyenne dans le secteur hydroélectrique au Québec.

La production a augmenté de 9 %, les produits, de 19 %, et le BAIIA ajusté, de 7 %. Ces augmentations sont attribuables principalement à l'apport des installations mises en service en 2016, ainsi qu'à l'acquisition de 10 parcs éoliens en France en 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. Le BAIIA ajusté a également été touché par un paiement lié aux droits d'utilisation de l'eau en Colombie-Britannique, qui ont été cotisés de nouveau.

Les résultats d'exploitation de la Société pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante en 2016.

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 31 mars	2017			2016		
	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)[1]	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDRO						
Québec	133 487	124 170	108%	134 252	124 170	108%
Ontario	23 524	24 294	97%	22 156	24 294	91%
Colombie-Britannique	168 730	201 464	84%	283 429	179 795	158%
États-Unis	6 728	7 927	85%	8 131	7 927	103%
Total partiel	332 469	357 855	93%	447 968	336 186	133%
ÉOLIEN						
Québec	304 048	367 014	83%	208 595	213 605	98%
France	77 953	88 584	88%	—	—	—%
Total partiel	382 001	455 598	84%	208 595	213 605	98%
SOLAIRE						
Ontario	7 803	7 181	109%	7 824	7 231	108%
Total	722 273	820 634	88%	664 387	557 022	119%

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 31 mars 2017, les installations de la Société ont produit 722 273 MWh, soit 88 % par rapport à la PMLT de 820 634 MWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 93 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans tous les marchés, à l'exception du Québec. Globalement, les parcs éoliens ont produit 84% de leur PMLT, en raison des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et en France. Le parc solaire Stardale a produit 109 % 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 9 % 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 des débits d'eau en Colombie-Britannique et une diminution des régimes éoliens au Québec.

La performance globale des installations de la Société pour la période close le 31 mars 2017 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes le 31 mars			
	2017		2016	
Produits	74 527	100,0%	62 481	100,0%
Charges d'exploitation	16 089	21,6%	9 397	15,0%
Frais généraux et administratifs	4 578	6,1%	3 686	5,9%
Charges liées aux Projets potentiels	2 918	3,9%	1 717	2,7%
BAIIA ajusté	50 942	68,4%	47 681	76,3%
Charges financières	29 297		19 494	
Autres produits, montant net	(360)		(174)	
Amortissements	29 582		19 437	
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises (note 1)	(715)		452	
Profit net latent sur instruments financiers	(5 075)		(1 287)	
Charge d'impôt	547		2 562	
(Perte) bénéfice net	(2 334)		7 197	
(Perte) bénéfice net attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	2 456		8 333	
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 790)		(1 136)	
	(2 334)		7 197	
Bénéfice net par action - de base ($)	0,01		0,07	

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 31 mars 2017, la Société a enregistré des produits de 74,5 M$, comparativement à des produits de 62,5 M$ pour la période de trois mois close le 31 mars 2016. Cette augmentation de 19 % est attribuable principalement à l'apport du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek, mise en service en 2016, ainsi qu'à l'acquisition de 10 parcs éoliens en France en 2016 et en 2017, partiellement contrebalancés par une diminution de la production dans 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 la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a constaté des charges d'exploitation de 16,1 M$ (9,4 M$ en 2016). L'augmentation de 71 % pour la période est attribuable essentiellement au paiement d'un montant total de 3,2 M$ au titre des aux 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 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. L'augmentation est aussi attribuable à la mise en service du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n en décembre 2016 et de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en juillet 2016, ainsi qu'à l'acquisition de 10 parcs éoliens en France entre avril 2016 et février 2017.

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, ces frais ont totalisé 4,6 M$ (3,7 M$ en 2016). L'augmentation de 24 % découle principalement du plus grand nombre d'installations en exploitation et de frais légaux liés au renouvellement des CAÉ.

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 la période de trois mois close le 31 mars 2017, ces charges ont totalisé 2,9 M$ (1,7 M$ en 2016). L'augmentation de 70 % 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.

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 la période de trois mois close le 31 mars 2017, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 50,9 M$, comparativement à 47,7 M$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 7 % pour la période de trois mois est principalement attribuable à la production et aux produits découlant des nouvelles installations, partiellement contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels. La marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 76,3 % à 68,4 % pour le trimestre en raison principalement du paiement lié aux droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012 en Colombie-Britannique ainsi que de la baisse de la production dans nos centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique et nos parcs éoliens au Québec.

Charges financières

Les *charges financières* comprennent les intérêts sur la dette à long terme et les débentures 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 débentures convertibles, la charge de désactualisation des autres passifs et les autres charges financières. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, les charges financières ont totalisé 29,3 M$ (19,5 M$ en 2016). L'augmentation est principalement attribuable aux charges liées aux installations récemment mises en service ou acquises (le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et la centrale hydroélectrique Big Silver Creek, mis en service en décembre et en juillet 2016, respectivement, et l'acquisition de 10 parcs éoliens en France en 2016 et en 2017) et aux intérêts compensatoires positifs au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel qui s'explique par une hausse de l'inflation pendant la période (comparativement aux intérêts compensatoires négatifs au titre de l'inflation en 2016).

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débentures convertibles de la Société était de 4,69 % au 31 mars 2017 (4,79 % au 31 décembre 2016).

Amortissements

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la *dotation aux amortissements* a totalisé 29,6 M$ (19,4 M$ en 2016). L'augmentation est principalement attribuable 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 et aux parcs éoliens français acquis en avril 2016, en décembre 2016 et en février 2017.

Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a comptabilisé une quote-part du bénéfice net des coentreprises de 0,7 M$ (quote-part de la perte nette de 0,5 M$ en 2016). Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

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 la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers de 5,1 M$, principalement attribuable à un profit net latent sur le swap de taux de change en raison d'une variation favorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro et de la conversion d'un prêt intragroupe. Même si, à la consolidation, le prêt intragroupe a été éliminé de l'état consolidé de la situation financière, (le profit) la perte de change connexe comptabilisée dans le compte consolidé de résultat n'est pas éliminée lors du processus de consolidation.

Pour la période close le 31 mars 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 en 2015.

Charge (économie) d'impôt

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 0,9 M$ (0,6 M$ en 2016) et une économie d'impôt de 0,3 M$ (charge d'impôt différée de 1,9 M$ en 2016). L'économie d'impôt différée s'explique principalement par la comptabilisation d'une perte comptable avant impôt. La charge d'impôt différée pour la même période l'an dernier s'explique principalement par la comptabilisation d'un bénéfice comptable avant impôt.

(Perte nette) Bénéfice net

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a enregistré une perte nette de 2,3 M$ (bénéfice net de base et dilué de 0,01 $ par action), comparativement à un bénéfice net de 7,2 M$ (bénéfice net de base et dilué de 0,07 $ par action) pour 2016. La diminution du résultat net de 9,5 M$ est principalement attribuable à l'augmentation de 9,8 M$ des charges financières et à l'augmentation de 10,1 M$ des amortissements, partiellement compensée par l'augmentation de 3,3 M$ du BAIIA ajusté et un profit net latent de 3,8 M$ sur instruments financiers dérivés.

Principaux éléments qui ont contribué à la variation de la perte nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, comparativement au bénéfice net pour la période correspondante en 2016

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	3 261	Principalement attribuable à la hausse de la production et des produits, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels.
Profit net latent sur instruments financiers	3 788	Principalement attribuable à un profit net latent sur le swap de taux de change en raison d'une variation favorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro et de la conversion d'un prêt intragroupe.
Charge d'impôt différée	2 273	En raison principalement de la comptabilisation en 2017 d'une perte comptable par la Société. La charge d'impôt différée pour la même période l'an dernier s'explique principalement par la comptabilisation d'un bénéfice comptable avant impôt.
Éléments principaux – Incidence négative	**Variation**	**Explications**
Charges financières	9 803	En raison principalement des charges liées aux installations récemment mises en service ou acquises et des intérêts compensatoires positifs au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel qui s'explique par une hausse de l'inflation pendant la période (comparativement aux intérêts compensatoires négatifs au titre de l'inflation en 2016).
Amortissements	10 145	Principalement attribuable 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 et aux parcs éoliens français acquis en avril 2016, en décembre 2016 et en février 2017.

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., au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., à la Société en commandite Innergex Europe (2015), à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, 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 close le 31 mars 2017, la Société a affecté des pertes de 4,8 M$ aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 1,1 M$ en 2016). L'augmentation des pertes affectées aux participations ne donnant pas le contrôle, au premier trimestre de 2017 par rapport à 2016, est principalement attribuable à une perte enregistrée dans les installations de HHLP découlant d'une baisse de la production au cours du trimestre considéré par rapport à l'an dernier et au paiement lié aux droits d'utilisation de l'eau pour 2011 et 2012, en partie contrebalancés par un profit enregistré dans le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n à la suite de son premier trimestre d'exploitation.

Nombre d'actions ordinaires en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2017	2016
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	108 341	103 996
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires[1]	954	645
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	109 295	104 641

1. Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2017, 3 331 684 des 3 457 432 options sur actions (la totalité des 3 425 684 options sur actions pour la période de trois mois close le 31 mars 2016) avaient un effet dilutif. Pour la période de trois mois close le 31 mars 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 la même période en 2016).

Titres de participation de la Société

Au	9 mai 2017	31 mars 2017	31 mars 2016
Nombre d'actions ordinaires	108 443 695	108 375 159	104 006 805
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 31 mars 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 31 mars 2017 et depuis le 31 mars 2016 est attribuable principalement à 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 et à l'émission de 94 000 actions suivant l'exercice d'options d'achat d'actions et de 368 104 actions en vertu du RRD.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 15,8 M$, comparativement à des fonds générés de 20,9 M$ pour la même période l'an dernier. Au cours du trimestre, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 54,0 M$ et a affecté aux activités d'investissement des flux de trésorerie de 62,7 M$, principalement aux fins du paiement des travaux de construction de ses centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek et du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n, et de l'acquisition du parc éolien Yonne, partiellement contrebalancés par une baisse des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions ainsi que par la trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises. Au 31 mars 2017, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société s'élevaient à 62,4 M$ 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 trois mois close le 31 mars 2017, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation ont totalisé 15,8 M$ (flux de trésorerie générés de 20,9 M$ en 2016). Cette variation de 5,2 M$ est attribuable à l'augmentation de 3,3 M$ du BAIIA ajusté, qui a été plus que contrebalancée par la hausse des charges financières et une variation négative des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, les flux de trésorerie générés par les activités de financement ont totalisé 54,0 M$ (flux de trésorerie générés de 27,3 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 69,3 M$, partiellement contrebalancée par le versement de dividendes de 16,1 M$ par la Société.

L'augmentation nette de 69,3 M$ de la dette à long terme résulte principalement de prélèvements sur la facilité de crédit rotatif en lien avec l'acquisition du parc éolien Yonne, de prélèvements sur le financement du projet Mesgi'g Ugju'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 trois mois closes le 31 mars	
	2017	2016
Produit de l'émission de dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	88 856	197 487
Remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	(19 119)	(151 354)
Paiement des frais de financement différés	(476)	(1 632)
Total partiel : augmentation nette de la dette à long terme	69 261	44 501
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	2 090	—
Génération du produit du financement	71 351	44 501
Acquisitions d'entreprises	(35 061)	(8 330)
Diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	5 379	26 354
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve	498	(35)
Ajouts aux immobilisations corporelles	(38 421)	(54 492)
Ajouts aux autres actifs non courants	(40)	(14 528)
Utilisation du produit du financement, montant net	(67 645)	(51 031)
Augmentation (réduction) du fonds de roulement	3 706	(6 530)

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a emprunté un montant net de 69,3 M$ aux fins principalement du paiement de l'acquisition du parc éolien Yonne en février 2017 et du paiement des travaux de construction du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n. Elle a également utilisé des liquidités soumises à restrictions de 5,4 M$ 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 trois mois close le 31 mars 2017, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 62,7 M$ (51,0 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 38,4 M$ (décaissement de 54,5 M$ en 2016); les fluctuations des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions ont représenté un encaissement de 5,4 M$ (encaissement de 26,4 M$ en 2016); les ajouts aux autres actifs non courants ont représenté un léger décaissement (décaissement de 14,5 M$ en 2016); et les acquisitions d'entreprises ont représenté un décaissement net de 30,1 M$ (8,3 M$ en 2016) pour l'acquisition du parc éolien Yonne en février 2017.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Au 31 mars 2017, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société s'établissaient à 62,4 M$ (56,2 M$ au 31 décembre 2016). Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 6,1 M$ (diminution de 2,6 M$ en 2016), en raison principalement des flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation.

DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes le 31 mars	
	2017	2016
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires[1]	17 882	16 641
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ($/action)	0,1650	0,1600
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	767	767
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A ($/action)	0,2255	0,2255
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	719	719
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C ($/action)	0,359375	0,359375

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est aussi attribuable à 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, à l'émission de 94 000 actions suivant l'exercice d'options d'achat d'actions de même qu'à l'émission de 368 104 actions en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 17 juillet 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 ($)
09/05/2017	30/06/2017	17/07/2017	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 31 mars 2017, l'actif total de la Société s'établissait à 3 762 M$, le passif total à 3 295 M$, y compris la dette à long terme de 2 782 M$, et les capitaux propres à 467,0 M$. Également, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 1,10:1,00 (1,14:1,00 au 31 décembre 2016). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 62,4 M$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 84,4 M$ et des comptes de réserve de 49,0 M$. Les changements les plus importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant la période de trois mois close le 31 mars 2017 sont expliqués ci-après.

Actif

Principales variations du total de l'actif pour la période de trois mois close le 31 mars 2017

- Une augmentation des immobilisations corporelles de 113,6 M$, en raison principalement de l'acquisition du parc éolien Yonne le 21 février 2017 et de la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, partiellement contrebalancées par l'amortissement pour la période;
- Une augmentation des immobilisations incorporelles de 26,9 M$, en raison de l'acquisition du parc éolien Yonne, partiellement contrebalancée par l'amortissement pour la période.

Éléments du fonds de roulement

Au 31 mars 2017, le fonds de roulement était positif de 25,2 M$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,10:1,00. 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 des débiteurs, principalement en raison de l'acquisition du parc éolien Yonne, contrebalancée par la hausse des créditeurs, les travaux de construction en cours à Upper Lillooet River et à Boulder Creek, l'augmentation de la tranche à court terme de la dette à long terme compte tenu de l'acquisition du parc éolien Yonne et de la dette payable à court terme du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n.

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 31 mars 2017, la Société avait prélevé 204,8 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 168,2 M$.

La *trésorerie et les équivalents de trésorerie* s'élevaient à 62,4 M$ au 31 mars 2017, comparativement à 56,2 M$ au 31 décembre 2016. L'augmentation découle principalement de la trésorerie acquise dans le cadre de l'achat du parc éolien Yonne en février 2017.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 84,4 M$ au 31 mars 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 les prélèvements sur les financements des projets Montjean et Theil-Rabier.

Les *débiteurs* ont augmenté, passant de 98,8 M$ au 31 décembre 2016 à 122,8 M$ au 31 mars 2017, en raison principalement des débiteurs liés aux taxes à la consommation reçues à l'égard du parc éolien Yonne en France.

Les *créditeurs et charges à payer* ont augmenté, passant de 85,9 M$ au 31 décembre 2016 à 105,7 M$ au 31 mars 2017, en raison principalement des coûts de construction liés aux centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, ainsi que des paiements qui doivent encore être effectués relativement au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n.

La *tranche à court terme de la dette à long terme* s'établissait à 113,5 M$ au 31 mars 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 du parc éolien Yonne.

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 49,0 M$ au 31 mars 2017, comparativement à 49,5 M$ au 31 décembre 2016. La diminution est principalement attribuable à des 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 en grande partie 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 2 814 M$ au 31 mars 2017, comparativement à 2 700 M$ au 31 décembre 2016. Cette augmentation découle principalement de l'acquisition du parc éolien Yonne le 21 février 2017 et de la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, partiellement contrebalancée 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 571,7 M$ au 31 mars 2017, comparativement à 544,9 M$ au 31 décembre 2016. Cette augmentation découle principalement de l'acquisition du parc éolien Yonne, 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 686,0 M$ au 31 mars 2017.

Dans l'ensemble, les Dérivés avaient une valeur négative nette de 57,6 M$ au 31 mars 2017 (valeur négative nette de 60,1 M$ au 31 décembre 2016). Cette diminution de la valeur négative est principalement attribuable à la variation favorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro et à l'amortissement des swaps de taux d'intérêt détenus par la Société, en partie contrebalancée par la valeur négative du swap provenant de l'acquisition d'Yonne. Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'incidence des Dérivés utilisés pour couvrir les emprunts des coentreprises de la Société. Pour un complément d'information sur l'incidence des instruments financiers dérivés utilisés dans les coentreprises de la Société, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme

Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme 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 31 mars 2017, les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme s'élevaient à 4,1 M$ (37,4 M$ au 31 décembre 2016). La diminution de 33,3 M$ découle principalement des paiements effectués relativement au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et de l'acquisition de deux installations françaises en Nouvelle-Aquitaine en décembre 2016, pour lesquelles des tirages sur le financement à long terme en place ont été effectués.

Dette à long terme

Au 31 mars 2017, la dette à long terme s'établissait à 2 782 M$ (2 607 M$ au 31 décembre 2016). Cette augmentation de 175,3 M$ découle principalement de l'ajout du parc éolien Yonne, de l'ajout du financement par emprunt subordonné pour deux des filiales françaises, 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, et de l'émission d'une débenture portant intérêt au taux de 8,0 % à Desjardins au titre de son investissement dans l'acquisition de Yonne, 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$. Ces modifications permettent à la Société d'effectuer des emprunts en euros à l'aide de prêts Euribor. De plus, la Société a également prolongé de 2020 à 2021 sa facilité de crédit rotatif (à l'exception des engagements avec un prêteur de 42,5 M$, qui demeurent en vigueur jusqu'en 2020) afin d'obtenir une plus grande flexibilité financière. Finalement, une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 30 M$ et garantie par Exportation et développement Canada (EDC) a été ajoutée et sera mise en place.

Au 31 mars 2017, 97 % 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 31 mars 2017, les capitaux propres de la Société totalisaient 467,0 M$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 11,1 M$, 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 18,3 M$ du total des capitaux propres découle essentiellement des dividendes de 19,4 M$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées, de la comptabilisation de pertes nettes de 2,3 M$ et de la comptabilisation d'autres éléments du résultat global de 0,4 M$, partiellement contrebalancés par l'émission de 2,7 M$ d'actions en vertu du Régime de réinvestissement des dividendes.

Arrangements hors bilan

Au 31 mars 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, 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 24,8 M$ en vue principalement de soutenir la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek et la construction du projet Mesgi'g Ugju's'n.

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.

Flux de trésorerie disponibles et calcul du Ratio de distribution	Périodes de 12 mois closes le 31 mars	
	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	71 600	72 872
Ajouter (Déduire) les éléments suivants :		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	60 969	(6 626)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(2 587)	(3 404)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(46 093)	(32 755)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle[1]	(6 256)	(2 825)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(6 829)
Entrées de trésorerie pour les services de transmission fournis par Harrison Hydro L.P. à d'autres installations[2]	—	3 327
Ajuster compte tenu des éléments suivants :		
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	1 968	1 947
Pertes réalisées sur instruments financiers dérivés	—	51 510
Flux de trésorerie disponibles	73 659	77 217
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	69 765	64 623
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	95 %	84 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces[3]	64 394	60 074
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	87 %	78 %

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. Ces montants ont été reçus par Harrison Hydro L.P. au titre des services de transmission devant être fournis à la centrale Big Silver Creek; une tranche de 49,99 % de ces montants a été prise en compte dans les Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle.
3. 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 31 mars 2017, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 73,7 M$, comparativement à 77,2 M$ pour la même période l'an dernier. Cette légère diminution des Flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette et à l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, partiellement contrebalancées par la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés. La perte réalisée sur instruments financiers dérivés au cours de la période précédente était liée au règlement des contrats à terme sur obligations à la clôture du financement des projets Big Silver Creek et 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 31 mars 2017, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 95 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 84 % pour la période correspondante l'an dernier. Cet impact négatif est attribuable principalement à des flux de trésorerie disponibles moins élevés 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 368 104 actions au titre du Régime de réinvestissement de dividendes (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 31 mars 2017, la Société a engagé des charges liées aux Projets potentiels de 11,5 M$, comparativement à 8,0 M$ pour l'exercice précédent. Cette augmentation de 37 % 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 13 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2017 et d'environ 8 % 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 Boulder Creek, compte tenu de l'augmentation prévue des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation une fois ce projet mis en service, du financement lié à ce projet que la Société a obtenu et des capitaux propres supplémentaires provenant du RRD.

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 31 mars 2017, la Société avait des participations dans 29 centrales hydroélectriques, sept parcs éoliens et un parc solaire au Canada, 10 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 31 mars	
	2017	2016
Produits		
Canada	64 489	61 829
Europe	9 480	—
États-Unis	558	652
	74 527	62 481

Au	31 mars 2017	31 décembre 2016
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers et des actifs d'impôt différé		
Canada	3 008 991	3 005 720
Europe	442 081	318 924
États-Unis	7 199	7 365
	3 458 271	3 332 009

Canada
Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a enregistré des produits au Canada de 64,5 M$, comparativement à 61,8 M$ 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 et le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n mis en service en décembre 2016, 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 de trois mois close le 31 mars 2017, l'augmentation des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé, découle principalement de la construction des projets Upper Lillooet River et Boulder Creek, partiellement contrebalancée par l'amortissement.

Europe
Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, l'augmentation des produits et des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé en France, découle des sept parcs éoliens acquis le 15 avril 2016, des deux parcs éoliens acquis le 22 décembre 2016 et du parc éolien acquis le 21 février 2017.

États-Unis
Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a enregistré des produits aux États-Unis de 0,6 M$, comparativement à 0,7 M$ l'an dernier. La baisse des produits aux États-Unis est attribuable à la diminution des débits d'eau à la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend. La diminution des actifs non courants pour la période close le 31 mars 2017 est surtout attribuable à l'amortissement.

Secteurs opérationnels

Au 31 mars 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 close le 31 mars 2017	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	332 469	382 001	7 803	—	722 273
Produits	34 358	36 892	3 277	—	74 527
Charges :					
Charges d'exploitation	10 739	5 175	175	—	16 089
Frais généraux et administratifs	2 765	1 422	55	336	4 578
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	2 918	2 918
BAIIA ajusté	20 854	30 295	3 047	(3 254)	50 942
Période close le 31 mars 2016					
Production (MWh)	447 968	208 595	7 824	—	664 387
Produits	42 440	16 755	3 286	—	62 481
Charges :					
Charges d'exploitation	7 110	2 130	157	—	9 397
Frais généraux et administratifs	1 952	948	40	746	3 686
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	1 717	1 717
BAIIA ajusté	33 378	13 677	3 089	(2 463)	47 681

SITUATION FINANCIÈRE Au 31 mars 2017	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	2 331 972	1 180 658	106 441	142 766	3 761 837
Total du passif	2 002 324	1 032 128	112 987	147 428	3 294 867
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	247	107 379	11	24 754	132 391
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 31 mars 2017, ce secteur a produit 93 % de la PMLT et a dégagé des produits de 34,4 M$, comparativement à 133 % de la PMLT et à des produits de 42,4 M$ pour la même période l'an dernier. La diminution des produits et de la production dans ce secteur est attribuable principalement à la production inférieure à la moyenne à long terme dans toutes les centrales, sauf au Québec, pendant la période, partiellement contrebalancée par l'apport de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek, qui a été mise en service commercial en juillet 2016. L'augmentation des charges au cours du trimestre 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 de ces 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 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 de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa mise en service en mars 2017, 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 du projet de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa 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 31 mars 2017, ce secteur a produit 84 % de la PMLT et a dégagé des produits de 36,9 M$, comparativement à 98 % de la PMLT et à des produits de 16,8 M$ 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 et en France. L'augmentation des produits s'explique principalement par la mise en service de Mesgi'g Ugju's'n et par l'acquisition des 10 parcs éoliens en France en avril 2016, en décembre 2016 et en février 2017.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2016 est principalement attribuable à l'acquisition du parc éolien Yonne en février 2017, partiellement contrebalancée 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 du parc éolien Yonne en février 2017, 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 31 mars 2017, ce secteur a produit 109 % de la PMLT et a dégagé des produits de 3,3 M$, comparativement à 108 % de la PMLT et à des produits de 3,3 M$ pour la même période l'an dernier. Ces résultats comparables sont attribuables au régime solaire semblable 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 d'emplacements

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, les frais d'aménagement d'emplacements se sont établis à 3,3 M$, comparativement à 2,5 M$ en 2016. L'augmentation est attribuable principalement aux investissements effectués pour explorer des occasions sur des marchés internationaux.

La baisse du total de l'actif depuis le 31 décembre 2016 découle principalement du transfert de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa mise en service en mars 2017, partiellement contrebalancé par la construction de la centrale hydroélectrique Boulder Creek.

La baisse du total du passif depuis le 31 décembre 2016 est attribuable principalement au transfert de la centrale hydroélectrique Upper Lillooet River du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa mise en service en mars 2017.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

	Périodes de trois mois closes le			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016
Production (MWh)	722 273	848 967	831 840	1 176 451
Produits	74,5	73,3	69,3	87,8
BAIIA ajusté	50,9	50,3	51,2	66,9
Profit net réalisé et latent (perte nette réalisée et latente) sur instruments financiers	5,1	2,2	(1,3)	2,2
Radiation de frais de développement liés aux projets	—	—	—	—
(Perte nette) bénéfice net	(2,3)	8,8	0,4	15,7
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	2,5	9,8	3,4	14,4
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué)	0,01	0,08	0,02	0,12
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,5	1,5	1,5	1,5
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	17,9	17,3	17,3	17,3
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - $/action	0,165	0,160	0,160	0,160

	Périodes de trois mois closes le			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015
Production (MWh)	664 387	647 062	777 975	904 172
Produits	62,5	56,3	62,7	70,2
BAIIA ajusté	47,7	38,8	48,6	53,4
Profit net réalisé et latent (perte nette réalisée et latente) sur instruments financiers	1,3	2,0	(2,7)	18,6
Radiation de frais de développement liés aux projets	—	(51,7)	—	—
Bénéfice net (perte nette)	7,2	(34,4)	1,3	22,5
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	8,3	(30,6)	5,8	22,8
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère ($/action – de base et dilué)	0,07	(0,31)	0,04	0,21
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,5	1,8	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	16,6	16,1	16,2	15,7
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - $/action	0,160	0,155	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 BAIIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 64 % 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.

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 31 mars	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	25 928	16 927	153%	28 109	16 927	166%
Viger-Denonville	20 429	20 300	101%	21 767	20 300	107%

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 31 mars	
	2017	2016
Produits	2 208	2 388
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	217	235
BAIIA ajusté	1 991	2 153
Charges financières	601	631
Autres produits, montant net	(8)	(8)
Amortissements	1 004	1 004
Perte nette latente sur instruments financiers	33	1 448
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	361	(922)

Pour la période close le 31 mars 2017, la production s'est établie à 153 % de la PMLT, en raison surtout des débits d'eau supérieurs à la moyenne pendant la période.

La diminution du BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 est surtout attribuable aux niveaux de production inférieurs par rapport à la même période l'an dernier.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, le bénéfice net et le résultat global se sont établis à 0,4 M$, comparativement à une perte nette et un résultat global de 0,9 M$ pour la même période l'an dernier. Le résultat global pour la période de trois mois reflète l'incidence d'une perte nette latente sur instruments financiers moins élevée, comparativement à la même période l'an dernier.

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

Au	31 mars 2017	31 décembre 2016
Actifs courants	3 056	2 090
Actifs non courants	63 649	64 647
	66 705	66 737
Passifs courants	3 455	3 033
Passifs non courants	45 358	46 173
Capitaux propres	17 892	17 531
	66 705	66 737

L'augmentation des capitaux propres au 31 mars 2017 découle de la comptabilisation d'un bénéfice net et d'un résultat global de 0,4 M$. Umbata Falls, L.P. utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt amortissable de 42,7 M$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative nette de 7,6 M$ au 31 mars 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 31 mars	
	2017	2016
Produits	3 062	3 254
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	514	506
BAIIA ajusté	2 548	2 748
Charges financières	874	929
Autres produits, montant net	(8)	(3)
Amortissements	730	731
Profit net latent sur instruments financiers	(124)	(123)
Bénéfice net	1 076	1 214
Autres éléments du résultat global	(129)	(1 453)
Total du résultat global	947	(239)

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la production s'est établie à 101 % de la PMLT, en raison principalement du régime éolien moyen. La diminution du BAIIA ajusté est principalement attribuable aux niveaux de production et aux produits inférieurs par rapport à la même période l'an dernier.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la diminution du bénéfice net, par rapport à l'an dernier, est principalement attribuable aux produits et aux niveaux de production inférieurs.

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

Au	31 mars 2017	31 décembre 2016
Actifs courants	2 422	2 249
Actifs non courants	55 859	56 583
	58 281	58 832
Passifs courants	4 473	4 375
Passifs non courants	53 206	54 223
Capitaux propres	602	234
	58 281	58 832

L'augmentation des capitaux propres au 31 mars 2017 découle principalement de la comptabilisation d'un bénéfice net et d'un résultat global de 0,9 M$, partiellement contrebalancée par une distribution de 0,6 M$ 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 50,8 M$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Viger-Denonville, s.e.c. avait une valeur négative nette de 5,5 M$ au 31 mars 2017 (valeur négative de 5,5 M$ au 31 décembre 2016).

FILIALES À MOINS DE 100 %

Installations en France – Montjean, Theil-Rabier et Yonne

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 et à Yonne est résumée ci-après :

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

	Période de trois mois close le 31 mars 2017	Periode de 9 jours close le 31 décembre 2016
Produits	2 008	65
BAIIA ajusté	1 652	14
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(14)	25

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

Au	31 mars 2017	31 décembre 2016
Actifs courants	17 600	12 971
Actifs non courants	82 965	84 451
	100 565	97 422
Passifs courants	20 202	16 529
Passifs non courants	64 014	64 592
Capitaux propres	16 349	16 301
	100 565	97 422

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

	Période de 39 jours close le 31 mars 2017
Produits	1 550
BAIIA ajusté	1 244
Perte nette	(314)
Autres éléments du résultat global	(7)
Total du résultat global	(321)

Sommaire des états de la situation financière – Yonne

	Au 31 mars 2017
Actifs courants	24 721
Actifs non courants	142 175
	166 896
Passifs courants	7 787
Passifs non courants	137 980
Capitaux propres	21 129
	166 896

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 des modifications d'IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*, qui précisent comment comptabiliser certaines transactions dont le paiement est fondé sur des actions. Les modifications décrivent les exigences concernant la comptabilisation : de l'incidence des conditions d'acquisition de droits et des conditions accessoires à l'acquisition de droits sur l'évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions; des transactions dont le paiement est fondé sur des actions et comporte la caractéristique de règlement net aux fins de l'obligation de retenue fiscale; et d'une modification des modalités d'un paiement fondé sur des actions qui donne lieu à un changement dans le classement de la transaction, qui est réglée en instruments de capitaux propres plutôt qu'en trésorerie. Ces modifications prennent effet pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018, et l'adoption anticipée est permise. Les employés de la Société ont suivi une formation pour commencer à évaluer l'incidence prévue de cette norme sur ses états financiers consolidés.

IFRS 9 - ***Instruments financiers (2014)***

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 1er 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 l'ajout d'un nouveau modèle des 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 1er janvier 2018. La norme doit être appliquée de façon rétrospective et certaines exemptions sont permises. L'adoption anticipée est permise. Les employés de la Société ont suivi une formation pour commencer à évaluer l'incidence prévue de cette norme sur ses états financiers consolidés.

IFRS 15 - ***Produits tirés de contrats conclus avec des clients***

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits 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 1er janvier 2018, et l'adoption anticipée est permise. Les employés de la Société ont suivi une formation pour commencer à évaluer l'incidence prévue de cette norme 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 vise 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 aux exigences relatives aux bailleurs. IFRS 16 prend effet à compter du 1er janvier 2019, et l'application anticipée est permise. Les employés de la Société ont suivi une formation pour commencer à évaluer l'incidence prévue de cette norme sur ses états financiers consolidés.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

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

Le 3 mai 2017, la Société et Régime de rentes du Mouvement Desjardins ont annoncé qu'une entente définitive a été conclue avec Velocita Energy Developments (France) Limited (filiale de Riverstone Holdings LLC) pour l'achat de trois projets éoliens en France, avec une capacité totale installée de 119,5 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 51,4 M€ (76,2 M$), sujet à certains ajustements. Innergex financera sa part du prix d'achat, qui s'élèvera à environ 31,3 M€ (ou 46,4 M$), par des fonds disponibles sous sa facilité de crédit bancaire corporative. Les dettes sans recours liées aux projets sont déjà en place; elles s'élèveront à 174,3 M€ (ou 258,4 M$) lorsque la construction sera complétée 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.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

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

		Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2017	2016
	Notes		
Produits		74 527	62 481
Charges			
Charges d'exploitation	4	16 089	9 397
Frais généraux et administratifs		4 578	3 686
Charges liées aux projets potentiels		2 918	1 717
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers		50 942	47 681
Charges financières	5	29 297	19 494
Autres produits, montant net	6	(360)	(174)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers		22 005	28 361
Amortissement des immobilisations corporelles	4, 9	21 817	13 783
Amortissement des immobilisations incorporelles	4	7 765	5 654
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises		(715)	452
Profit net latent sur instruments financiers		(5 075)	(1 287)
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat		(1 787)	9 759
Charges d'impôt			
Exigible		885	627
Différé		(338)	1 935
		547	2 562
(Perte nette) bénéfice net		(2 334)	7 197
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		2 456	8 333
Participations ne donnant pas le contrôle		(4 790)	(1 136)
		(2 334)	7 197
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	7	108 341	103 996
Bénéfice net par action, de base (en $)	7	0,01	0,07
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	7	109 295	104 641
Bénéfice net par action, dilué (en $)	7	0,01	0,07

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 31 mars	
	2017	2016
(Perte nette) bénéfice net	(2 334)	7 197
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :		
Perte de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(17)	(580)
Impôt différé connexe	—	88
Profit de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes	291	666
Impôt différé connexe	(76)	(88)
Variation de la juste valeur des instruments de couverture	(895)	(12 115)
Impôt différé connexe	240	3 205
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans les éléments suivants :		
Profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	32	—
Profit de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes	79	—
Variation de la juste valeur des instruments de couverture	(26)	(939)
Impôt différé connexe	2	84
Autres éléments du résultat global	(370)	(9 679)
Total du résultat global	(2 704)	(2 482)
Autres éléments du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(457)	(8 824)
Participations ne donnant pas le contrôle	87	(855)
	(370)	(9 679)
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	1 999	(491)
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 703)	(1 991)
	(2 704)	(2 482)

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)

	Notes	Au 31 mars 2017	Au 31 décembre 2016
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		62 373	56 227
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		84 363	89 742
Débiteurs		122 794	98 847
Instruments financiers dérivés		1 718	1 527
Charges payées d'avance et autres		9 266	5 886
		280 514	252 229
Actifs non courants			
Comptes de réserve		48 983	49 489
Immobilisations corporelles	9	2 813 580	2 700 007
Immobilisations incorporelles		571 730	544 865
Participations dans des coentreprises		9 184	8 758
Instruments financiers dérivés		11 821	8 117
Actifs d'impôt différé		11 231	11 849
Goodwill		8 269	8 269
Autres actifs non courants		6 525	20 621
		3 761 837	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)

	Notes	Au 31 mars 2017	Au 31 décembre 2016
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		19 367	18 795
Fournisseurs et autres créditeurs		105 688	85 850
Impôt à payer		1 496	1 292
Instruments financiers dérivés		14 995	14 541
Tranche à court terme de la dette à long terme		113 457	99 397
Tranche à court terme des autres passifs		311	495
		255 314	220 370
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés		56 152	55 194
Montants courus liés à l'acquisition d'actifs non courants		4 078	37 401
Dette à long terme	10	2 668 482	2 507 236
Autres passifs		30 556	26 966
Composante passif des débentures convertibles		95 186	94 840
Passifs d'impôt différé		185 099	176 965
		3 294 867	3 118 972
Capitaux propres			
Capital des actions ordinaires		165 557	162 862
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires		775 413	775 413
Actions privilégiées		131 069	131 069
Paiement fondé sur des actions		2 223	2 199
Composante capitaux propres des débentures convertibles		1 877	1 877
Déficit		(618 068)	(601 157)
Cumul des autres éléments du résultat global		(2 200)	(1 743)
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		455 871	470 520
Participations ne donnant pas le contrôle		11 099	14 712
Total des capitaux propres		466 970	485 232
		3 761 837	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)

	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
Période de trois mois close le 31 mars 2017	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 1er 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)							2 456		2 456	(4 790)	(2 334)
Autres éléments du résultat global								(457)	(457)	87	(370)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	2 456	(457)	1 999	(4 703)	(2 704)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	194	2 695							2 695		2 695
Paiement fondé sur des actions					24				24		24
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(1 000)	(1 000)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	2 090	2 090
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(17 882)		(17 882)		(17 882)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(1 485)		(1 485)		(1 485)
Solde au 31 mars 2017	108 375	165 557	775 413	131 069	2 223	1 877	(618 068)	(2 200)	455 871	11 099	466 970

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)

	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
Période de trois mois close le 31 mars 2016	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 1er 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 (perte nette)							8 333		8 333	(1 136)	7 197
Autres éléments du résultat global								(8 824)	(8 824)	(855)	(9 679)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	8 333	(8 824)	(491)	(1 991)	(2 482)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	68	726							726		726
Paiement fondé sur des actions					20				20		20
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	21	21
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(16 641)		(16 641)		(16 641)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(1 485)		(1 485)		(1 485)
Solde au 31 mars 2016	104 006	109 267	775 413	131 069	2 194	1 877	(577 641)	(10 400)	431 779	19 937	451 716

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)

		Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2017	2016
	Notes		
Activités d'exploitation			
(Perte nette) bénéfice net		(2 334)	7 197
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		21 817	13 783
Amortissement des immobilisations incorporelles		7 765	5 654
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises		(715)	452
Profit net latent sur instruments financiers		(5 075)	(1 287)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	875	(893)
Amortissement des frais de financement	5	761	250
Désactualisation de la dette à long terme et des débentures convertibles	5	201	462
Charges de désactualisation des autres passifs	5	232	96
Paiement fondé sur des actions		24	21
Impôt différé		(338)	1 935
Autres		(35)	—
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	5	26 979	19 398
Intérêts versés		(25 218)	(20 065)
Profit sur les contreparties conditionnelles	6	(257)	—
Distributions reçues des coentreprises		290	625
Charge d'impôt exigible		885	627
Impôt sur le résultat payé, montant net		(674)	(731)
Incidence de la variation des taux de change		905	(811)
		26 088	26 713
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	11	(10 307)	(5 779)
		15 781	20 934
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(14 614)	(15 385)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(1 485)	(1 781)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(1 000)	—
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		2 090	—
Augmentation de la dette à long terme		88 856	197 487
Remboursement de la dette à long terme		(19 119)	(151 354)
Paiement des frais de financement différés		(476)	(1 632)
Paiement d'autres passifs		(246)	—
		54 006	27 335

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)

		Périodes de trois mois closes les 31 mars	
		2017	2016
	Notes		
Activités d'investissement			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	3	4 989	—
Acquisitions d'entreprises	3	(35 061)	(8 330)
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		5 379	26 354
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve		498	(35)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(38 421)	(54 492)
Ajouts aux autres actifs non courants		(40)	(14 528)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		1	—
		(62 655)	(51 031)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(986)	145
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		6 146	(2 617)
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		62 373	38 046
La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :			
Trésorerie		60 109	21 155
Placements à court terme		2 264	16 891
		62 373	38 046

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 11.

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

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, 10e étage, Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9.

Les présents états financiers consolidés résumés non audités ont été approuvés par le conseil d'administration le 9 mai 2017.

Les produits de la Société varient selon la saison et sont habituellement 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 1er 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.

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 1er 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 1er janvier 2018. La norme doit être appliquée de façon rétrospective, et certaines exemptions sont permises. L'adoption anticipée est également permise. Les employés de la Société ont suivi une formation en vue de commencer à évaluer l'incidence de l'application de cette norme 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 1er 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.

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 1er 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 de l'application de cette norme sur ses états financiers consolidés.

3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a) Acquisition des actifs de Yonne en France

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	12 125	16 880
Charges payées d'avance et autres	351	488
Immobilisations corporelles	76 629	106 683
Immobilisations incorporelles	24 138	33 605
Fournisseurs et autres créditeurs	99	138
Dette 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

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 1er janvier 2017, les produits consolidés et la perte nette consolidée se seraient établis à 75 988 $ et à 1 718 $, respectivement, pour la période de trois mois close le 31 mars 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 1 550 $ et à 314 $, respectivement, pour la période de 39 jours close le 31 mars 2017.

b) 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 31 mars	
	2017	2016
Salaires	1 277	1 113
Assurances	877	662
Exploitation et entretien	5 550	3 571
Impôts fonciers et redevances	8 385	4 051
	16 089	9 397

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 31 mars	
	2017	2016
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	26 979	19 398
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	875	(893)
Amortissement des frais de financement	761	250
Désactualisation de la dette à long terme et des débentures convertibles	201	462
Charges de désactualisation des autres passifs	232	96
Autres	249	181
	29 297	19 494

6. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2017	2016
Coûts de transaction	683	911
Profit de change réalisé	(67)	(510)
Profit sur les contreparties conditionnelles	(257)	—
Autres produits, montant net	(719)	(290)
Reprise de la perte de valeur des prêts	—	(285)
	(360)	(174)

7. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	2 456	8 333
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 485)	(1 485)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	971	6 848
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	108 341	103 996
Bénéfice net par action, de base (en $)	0,01	0,07
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	108 341	103 996
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	954	645
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	109 295	104 641
Bénéfice net par action, dilué (en $)	0,01	0,07

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 de la période de trois mois close le 31 mars 2017, 3 331 684 des 3 457 432 options sur actions (la totalité des 3 425 684 options sur actions pour la période de trois mois close le 31 mars 2016) avaient un effet dilutif.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 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 au cours de la période correspondante de 2016).

8. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Dans le cadre de l'acquisition de Yonne, la Société a conclu des ententes de couverture pour réduire son risque de change.

Contrats	Expiration	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 mars 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	—

Le parc éolien obtenu dans le cadre de l'acquisition de Yonne détient des ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme. La comptabilité de couverture est appliquée à ces contrats.

Contrats	Expiration	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 mars 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 1,4222 $ CA pour 1 €	2031	Aucune	63 430	—

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût							
Au 1er janvier 2017	3 011	1 613 017	876 569	124 303	426 059	10 830	3 053 789
Ajouts	—	106	579	11	24 500	512	25 708
Acquisition d'entreprise (note 3)	40	—	106 643	—	—	—	106 683
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	331 629	(1 131)	—	(330 498)	—	—
Cessions	—	—	—	—	—	(43)	(43)
Autres variations	—	—	9	—	—	—	9
Écarts de change, montant net	—	(75)	3 095	—	—	(2)	3 018
Au 31 mars 2017	3 051	1 944 677	985 764	124 314	120 061	11 297	3 189 164
Cumul de l'amortissement							
Au 1er janvier 2017	—	(194 633)	(123 831)	(27 775)	—	(7 543)	(353 782)
Amortissement	—	(8 164)	(11 827)	(1 489)	—	(337)	(21 817)
Cessions	—	—	—	—	—	43	43
Écarts de change, montant net	—	30	(57)	—	—	(1)	(28)
Au 31 mars 2017	—	(202 767)	(135 715)	(29 264)	—	(7 838)	(375 584)
Valeur comptable au 31 mars 2017	3 051	1 741 910	850 049	95 050	120 061	3 459	2 813 580

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 5 751 $, 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).

10. DETTE À LONG TERME

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

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 (à l'exception du prêteur d'un montant de 42 500 $, dont l'échéance de l'engagement demeure 2020) afin d'accroître sa souplesse financière. En outre, une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 30 000 $, 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 pour un parc éolien situé en France

Dans le cadre de l'acquisition de Yonne, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes d'une valeur totale de 70 587 €.

- Un emprunt de 11 123 € portant intérêt à un taux d'intérêt variable de 0,93 % et entièrement remboursable en 2017. Il s'agit d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation et les montants à recevoir du gouvernement.
- Un emprunt de 14 864 € portant intérêt à un taux fixe 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 close le 31 mars 2018. 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 fixe 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 close le 31 mars 2018. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 46 055 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,54 %. Au 31 mars 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 117 350 €.

d) Dette à long terme

	Taux d'intérêt en 2017	Échéance	31 mars 2017
Emprunts (sans droit de recours auprès de la Société)			
Innergex Champagne S.A.S. (4 250 €)	7,25 %	2025	6 044
Innergex Lorraine S.A.S. (4 250 €)	7,25 %	2025	6 044
Yonne (11 123 €)	0,93 %	2017	15 819
Yonne (15 313 €)	1,08 %	2028	21 779
Yonne (46 055 €)	1,54 %	2031	65 499

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

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

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2017	2016
Débiteurs et impôt à recevoir	(5 842)	4 008
Charges payées d'avance et autres	(2 648)	(835)
Fournisseurs, autres créditeurs et impôt à payer	(1 817)	(8 952)
	(10 307)	(5 779)

b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2017	2016
Intérêts versés (y compris les intérêts inscrits à l'actif de 5 676 $ [10 268 $ en 2016])	30 894	30 333
Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :		
Immobilisations corporelles impayées	(14 106)	1 755
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(2 695)	(726)
Prêts consentis à des associés en échange de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	—	(21)

c) Variations des passifs issus des activités de financement

	Périodes de trois mois closes les 31 mars	
	2017	2016
Dette à long terme au début de la période	2 606 633	2 215 433
Augmentation de la dette à long terme	88 856	197 487
Remboursement de la dette à long terme	(19 119)	(151 354)
Paiement des frais de financement différés	(476)	(1 632)
Acquisition d'entreprise (note 3)	101 287	—
Autres variations	2 149	(456)
Écarts de change, montant net	2 609	(1 185)
Dette à long terme à la fin de la période	2 781 939	2 258 293

12. 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 31 mars 2017
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	24 721
Actifs non courants	142 175
	166 896
Passifs courants	7 787
Passifs non courants	137 980
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	21 129
	166 896

	Période de 39 jours close le 31 mars 2017
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global	
Produits	1 550
Charges	1 864
Perte nette	(314)
Autres éléments du résultat global	(7)
Total du résultat global	(321)

13. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société détenait des participations dans 29 centrales hydroélectriques, sept parcs éoliens et une installation solaire au Canada, dans dix 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 31 mars	
	2017	2016
Produits		
Canada	64 489	61 829
Europe	9 480	—
États-Unis	558	652
	74 527	62 481

	Au 31 mars 2017	Au 31 décembre 2016
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers et des actifs d'impôt différé		
Canada	3 008 991	3 005 720
Europe	442 081	318 924
États-Unis	7 199	7 365
	3 458 271	3 332 009

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 31 mars 2017					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	34 358	36 892	3 277	—	74 527
Charges :					
Charges d'exploitation	10 739	5 175	175	—	16 089
Frais généraux et administratifs	2 765	1 422	55	336	4 578
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	2 918	2 918
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	20 854	30 295	3 047	(3 254)	50 942
Charges financières					29 297
Autres produits, montant net					(360)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					22 005
Amortissement des immobilisations corporelles					21 817
Amortissement des immobilisations incorporelles					7 765
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(715)
Profit net latent sur instruments financiers					(5 075)
Perte avant impôt sur le résultat					(1 787)

Au 31 mars 2017					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	2 331 972	1 180 658	106 441	142 766	3 761 837
Total du passif	2 002 324	1 032 128	112 987	147 428	3 294 867
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	247	107 379	11	24 754	132 391

Période de trois mois close le 31 mars 2016 Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	42 440	16 755	3 286	—	62 481
Charges :					
Charges d'exploitation	7 110	2 130	157	—	9 397
Frais généraux et administratifs	1 952	948	40	746	3 686
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 717	1 717
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers	33 378	13 677	3 089	(2 463)	47 681
Charges financières					19 494
Autres produits, montant net					(173)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					28 360
Amortissement des immobilisations corporelles					13 783
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 654
Quote-part de la perte des coentreprises					452
Profit net latent sur instruments financiers					(1 287)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					9 758

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

14. 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 $)
09/05/2017	30/06/2017	17/07/2017	0,1650	0,2255	0,359375

b) Entente à l'égard de l'acquisition de trois projets éoliens en France

Le 3 mai 2017, la Société et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins ont annoncé qu'une entente finale avait été signée avec Velocita Energy Developments (France) Limited (une société affiliée de Riverstone Holdings LLC) en vue d'acquérir trois projets éoliens situés en France, dont la puissance installée totale est de 119,5 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 51 380 € (ou 76 197 $), sous réserve de certains ajustements. La quote-part nette d'Innergex relativement au prix d'achat s'élèvera à 31 278 € (ou 46 385 $) et sera versée au moyen de fonds disponibles aux termes de sa facilité de crédit rotatif générale. Des dettes sans recours liées aux projets, qui existent déjà, se chiffreront à 174 258 € (ou 258 425 $) à la fin de la construction 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 %.

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 débentures 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.

Innergex énergie renouvelable Inc. 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 West Georgia Street
Vancouver, Colombie-Britannique
V6E 4E6

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

www.innergex.com