

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2015

POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 JUIN 2015

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

2015



RAPPORT DE GESTION

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

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, en Colombie-Britannique et dans l'Idaho, aux États-Unis. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débetures convertibles sous le symbole INE.DB.

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 les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 5 août 2015, date à laquelle il a été approuvé par le Conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés résumés non audités et les notes annexes pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015 et avec la *Revue financière* de la Société au 31 décembre 2014. Pour de plus amples renseignements au sujet d'Innergex, notamment sa *Notice annuelle*, veuillez consulter le Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») des autorités en valeurs mobilières du Canada à www.sedar.com ou le site Web de la Société à www.innergex.com.

Les états financiers consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, ainsi que les données comparables de 2014, ont été préparés conformément aux normes internationales d'information financière (« IFRS »). Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent avoir une incidence sur certains calculs.

FAITS SAILLANTS DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2015

- La production s'est établie à 93 % de la moyenne à long terme (« PMLT »), en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique
- Les produits ont augmenté de 1 % par rapport à la même période l'an dernier pour atteindre 70,2 M\$
- Le BAIIA ajusté a diminué de 1 % par rapport à la même période l'an dernier pour atteindre 53,4 M\$
- Un financement par emprunts sans recours à taux fixe de 197,2 M\$ a été conclu pour le projet hydroélectrique Big Silver Creek de 40,6 MW, en Colombie-Britannique
- Les travaux de construction du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n au Québec ont débuté

TABLE DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	3	Dividendes	21
Information prospective	3	Situation financière	22
Mesures non conformes aux IFRS	6	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	26
Renseignements supplémentaires et mises à jour ...	6	Perspectives pour 2017	27
Vue d'ensemble	7	Information sectorielle	29
Stratégie de la Société	8	Renseignements financiers trimestriels	32
Mise à jour au deuxième trimestre	9	Participations dans des coentreprises	33
Projets potentiels	11	Filiales non entièrement détenues	36
Projets en développement	11	Modifications de méthodes comptables	41
Résultats d'exploitation	13	Événements postérieurs à la clôture	41
Liquidités et ressources en capital	20		

RAPPORT DE GESTION

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

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 qu'il n'y avait aucune faiblesse importante à l'égard des CPCI et des CIIF pour la période de trois mois close le 30 juin 2015. Il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant la période de trois mois close le 30 juin 2015 qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la Société.

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, les coûts de projet estimés, les financements prévus, l'utilisation du produit du placement de débetures convertibles à 4,25 % et le rachat des débetures convertibles à 5,75 % en circulation qui ont été annoncés, afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des Projets en développement, du placement et de l'avis de rachat des débetures en circulation qui ont été annoncés, 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 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 oeuvre 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; les fluctuations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la variabilité du rendement des installations et les pénalités afférentes; 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; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants; des changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; 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

RAPPORT DE GESTION

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

renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en matériaux; 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; 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; les fluctuations du taux de change; 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 responsabilité non divulguée liée 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
<p>Production prévue</p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme (PMLT) d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophe naturelle</p>
<p>Produits prévus</p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité</p> <p>Taux d'inflation moins élevé que prévu</p>

RAPPORT DE GESTION

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>BAIIA ajusté prévu</p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers et des redevances; à l'exception des charges d'entretien, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats*. Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau et de charges liées aux Projets potentiels prévues, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.</p> <p>*exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence</p>	<p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</p> <p>Variations des frais liés aux permis d'utilisation de l'eau et aux droits de propriété foncière</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p> <p>Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ</p>
<p>Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des Projets en développement ou des Projets potentiels</p> <p>La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») dont les services ont été retenus pour le projet.</p> <p>La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses Projets en développement et des indications à propos de ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.</p>	<p>Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</p> <p>Catastrophe naturelle</p>
<p>Flux de trésorerie disponibles prévus</p> <p>La Société estime les Flux de trésorerie disponibles comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation prévus, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur contrat d'achat d'électricité. Elle effectue d'autres ajustements correspondant aux entrées ou aux sorties de trésorerie qui ne sont pas représentatives de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que le rajout des coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition) et le rajout des pertes ou le retrait des profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.</p>	<p>Un BAIIA ajusté inférieur aux attentes en raison des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus, ainsi que de charges liées aux projets potentiels plus élevées que prévu</p> <p>Des coûts de projets supérieurs aux attentes en raison de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p>
<p>Financement lié aux projets ou refinancement lié aux Installations en exploitation prévu</p> <p>La Société fournit des indications au sujet de son intention d'obtenir du financement de projet sans recours pour ses Projets en développement et de refinancer des Installations en exploitation à l'échéance des dettes actuelles fondées sur la PMLT prévue, compte tenu des coûts et des produits prévus de chaque projet, de la durée restante du CAÉ et d'un ratio de levier financier d'environ 75 %-85 % ainsi que de sa grande expérience du financement de projets et de sa connaissance du marché des capitaux.</p>	<p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p>
<p>Intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres</p> <p>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.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p>
<p>Intention de s'implanter dans des marchés cibles à l'échelle internationale</p> <p>Compte tenu de son plan stratégique, la Société fournit des indications au sujet de son intention d'établir une présence dans des marchés cibles à l'échelle internationale au cours des prochaines années.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p> <p>Fluctuations du taux de change</p>

RAPPORT DE GESTION

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

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les Normes internationales d'information financière (« 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, 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 aux « Flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, 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 Limited Partnership pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur CAÉ, plus ou moins d'autres éléments tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions (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 ne doit pas être considéré 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 mises à jour et des compléments d'information concernant la Société sont régulièrement disponibles par l'entremise des communiqués de presse, des états financiers trimestriels et de la *Notice annuelle* que vous trouverez sur le site de la Société à l'adresse www.innergex.com et sur celui de SEDAR à l'adresse www.sedar.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.

RAPPORT DE GESTION

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

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 :

- 33 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre novembre 1994 et janvier 2014, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 7,6 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 18,3 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);
- cinq projets qui ont des dates prévues de mise en service en 2015 et 2016 (les « Projets en développement »). Les travaux de construction sont en cours pour quatre des projets; et
- 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 :	547,0 MW	168,5 MW	1 020,0 MW
Puissance nette ¹ :	417,7 MW	132,9 MW	970,0 MW
Éolien			
Puissance brute :	614,1 MW	150,0 MW	2 270,0 MW
Puissance nette ¹ :	236,3 MW	75,0 MW	2 180,0 MW
Solaire			
Puissance brute :	33,2 MW	-	40,0 MW
Puissance nette ¹ :	33,2 MW	-	40,0 MW
Total			
Puissance brute :	1 194,3 MW	318,5 MW	3 330,0 MW
Puissance nette ¹ :	687,2 MW	207,9 MW	3 190,0 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.

RAPPORT DE GESTION

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

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

Politique de dividende

La Société compte verser un dividende annuel de 0,62 \$ 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 et la marge sur le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles 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 26 centrales hydroélectriques localisées sur 23 bassins versants, six parcs éoliens et un 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'illustrent le tableau et les diagrammes suivants :

En GWh et %	Production moyenne à long terme consolidée ¹								
	T1		T2		T3		T4		Total
HYDRO	321,9	14 %	815,9	35 %	724,3	31 %	472,8	20 %	2 334,9
ÉOLIEN	213,6	32 %	142,8	21 %	112,8	17 %	207,3	31 %	676,5
SOLAIRE ²	7,3	19 %	12,5	33 %	12,6	33 %	5,8	15 %	38,2
Total	542,8	18 %	971,2	32 %	849,7	28 %	685,8	22 %	3 049,5

1. Production moyenne à long terme (PMLT) annualisée pour les installations en exploitation au 5 août 2015. 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 ».

2. La PMLT pour un parc solaire diminue avec le temps en raison de la dégradation prévue des panneaux.

RAPPORT DE GESTION

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

MISE À JOUR AU DEUXIÈME TRIMESTRE

Sommaire des résultats opérationnels et financiers

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Production d'électricité (MWh)	904 172	898 722	1 562 600	1 315 931
PMLT (MWh)	971 195	934 874	1 513 964	1 433 838
Production en proportion de la PMLT	93 %	96 %	103 %	92 %
Produits	70 171	69 649	127 898	107 248
BAIIA ajusté	53 415	53 817	96 370	79 146
Marge du BAIIA ajusté	76,1 %	77,3 %	75,3 %	73,8 %
Bénéfice net (perte nette)	22 506	(14 189)	(15 304)	(52 294)
Dividendes déclarés par action privilégiée de Série A	0,3125	0,3125	0,6250	0,6250
Dividendes déclarés par action privilégiée de Série C	0,359375	0,359375	0,718750	0,718750
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,1550	0,1500	0,3100	0,3000

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, la production s'est établie à 93 % de la PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans les six centrales détenues à 50 % d'Harrison Hydro Limited Partnership en Colombie-Britannique, qui ont plus que contrebalancé les régimes éoliens et solaires supérieurs à la moyenne. La production et les produits ont augmenté de 1 % et le BAIIA ajusté a diminué de 1 % par rapport à la même période l'an dernier, en raison surtout des régimes éoliens plus élevés et de l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014, qui ont été contrebalancés par les débits d'eau moins élevés en Colombie-Britannique.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, la production s'est établie à 103 % de la PMLT, en raison principalement des débits d'eau conformes à la moyenne dans la plupart des marchés et des régimes éoliens supérieurs à la moyenne. La production et les produits ont augmenté de 19 % et le BAIIA ajusté a progressé de 22 % par rapport à la même période l'an dernier, en raison surtout des débits d'eau plus élevés en Colombie-Britannique, des régimes éoliens plus élevés et de l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014.

La comptabilisation d'un bénéfice net pour la période de trois mois close le 30 juin 2015 est attribuable partiellement à un profit latent de 43,1 M\$ sur instruments financiers dérivés (les « Dérivés ») découlant du renversement de la perte latente comptabilisée au règlement des contrats à terme sur obligations pour Big Silver Creek et de l'augmentation des taux d'intérêt de référence pendant le trimestre. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une perte réalisée sur Dérivés de 24,5 M\$ découlant du règlement de ces Dérivés. La comptabilisation d'une perte nette de 14,2 M\$ pour la même période l'an dernier est attribuable à une perte nette latente sur Dérivés de 29,1 M\$ découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

La comptabilisation d'une perte nette pour la période de six mois close le 30 juin 2015 est attribuable principalement à une perte réalisée sur Dérivés de 92,6 M\$ découlant du règlement des contrats à terme pour Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, partiellement contrebalancée par un renversement de 55,1 M\$ de la perte latente comptabilisée au règlement de ces Dérivés. La comptabilisation d'une perte nette de 52,3 M\$ pour la même période l'an dernier est attribuable à une perte nette latente sur Dérivés de 65,2 M\$ découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

Exclusion faite de la perte réalisée sur Dérivés et du profit net latent ou de la perte nette latente sur Dérivés, ainsi que de l'impôt qui s'y rapporte, le bénéfice net pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015 se serait établi à 7,4 M\$ et 13,6 M\$ respectivement, comparativement à un bénéfice net de 8,5 M\$ et une perte nette de 2,8 M\$ respectivement en 2014. La légère baisse du bénéfice net pour la période de trois mois est attribuable principalement aux charges liées aux Projets potentiels plus élevées, tandis que l'augmentation du bénéfice pour la période de six mois est attribuable surtout à l'accroissement de la production.

RAPPORT DE GESTION

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

Impact sur le bénéfice net (la perte nette) de la perte réalisée et (du profit net latent) de la perte nette latente sur instruments financiers dérivés	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net (perte nette)	22 506	(14 189)	(15 304)	(52 294)
<i>Ajouter (Déduire) :</i>				
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(43 096)	29 147	(55 081)	65 177
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	24 527	—	92 574	—
Charge (économie) d'impôt liée aux éléments ci-dessus	4 084	(6 908)	(9 499)	(17 272)
Quote-part (du profit net latent) de la perte nette latente sur instruments financiers dérivés des coentreprises, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	(603)	485	896	1 598
	7 418	8 535	13 586	(2 791)

Ratio de distribution

	Périodes de 12 mois closes le 30 juin	
	2015	2014
Flux de trésorerie disponibles ¹	85 733	48 347
Ratio de distribution ¹	72 %	118 %

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 30 juin 2015, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 72 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 118 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. La variation positive est principalement attribuable à l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles, qui s'explique par une hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu des pertes réalisées sur Dérivés, et par des 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. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par des remboursements de capital prévus plus élevés et l'augmentation des dividendes découlant du nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes, de l'émission de 4 027 051 actions ordinaires de la Société en juin 2014 aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et de la conversion d'une portion des débetures convertibles au premier trimestre de 2015.

Clôture du financement pour les projets Big Silver Creek

Le 22 juin 2015, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 197,2 M\$ en prêts de construction et à terme pour le projet hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek, situé en Colombie-Britannique. Le prêt comprend trois facilités, ou tranches :

- Un prêt de construction de 51,0 M\$ portant intérêt au taux fixe de 4,56 %; après la mise en service de la centrale, il sera converti en prêt à terme de 25 ans et le capital sera remboursé sur une période de 18 ans à compter de la septième année;
- Un prêt de construction de 128,3 M\$ portant intérêt au taux fixe de 4,76 %; après la mise en service de la centrale, il sera converti en prêt à terme de 40 ans et le capital commencera à être remboursé après l'échéance du prêt à terme de 25 ans;
- Un prêt de construction de 17,9 M\$ portant intérêt au taux fixe de 4,76 %; après la mise en service de la centrale, il sera converti en prêt à terme de 40 ans et le capital sera remboursé à l'échéance.

Le financement a été mis en place par La Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers à titre d'agent et de prêteur principal, avec la Caisse de dépôt et placement du Québec à titre de prêteur.

Parallèlement à la conclusion du financement, la Société a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer au préalable le taux d'intérêt sur les dettes et ainsi protéger le rendement prévu du projet, ce qui a donné lieu à une perte réalisée de 24,7 M\$ sur Dérivés. Le taux d'intérêt fixe équivalent sur les prêts est de l'ordre de 5,75 %, soit bien à l'intérieur des paramètres du modèle économique du projet. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

RAPPORT DE GESTION

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

Diminution de la facilité à terme de crédit rotatif selon les modalités prévues

Le 30 juin 2015, la facilité à terme de crédit rotatif de la Société est passée de 475 M\$ à 425 M\$, conformément à la convention modifiée exécutée le 6 novembre 2014 afin d'augmenter temporairement la facilité de façon à procurer une plus grande flexibilité financière jusqu'à la conclusion par la Société des financements de projet qui restaient à mettre en place.

PROJETS POTENTIELS

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée de 3 190 MW (puissance brute de 3 330 MW), sont à l'étape préliminaire de leur développement. Certains Projets potentiels visent des appels d'offres futurs, par exemple l'appel d'offres en cours en vue de nouveaux projets d'énergie éolienne et solaire en Ontario, ou des programmes d'offres standards, comme celui en vigueur en Colombie-Britannique. D'autres Projets potentiels 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. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des Projets potentiels sera réalisé.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

PROJETS EN CONSTRUCTION	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MS ¹	PMLT brute estimée ^{2,3} (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés ² (M\$)	Au 30 juin (M\$)	Produits ² (M\$)	BAIIA ajusté ² (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Tretheway Creek	100,0	21,2	2015	81,0	40	111,5	92,9	9,0	7,5
Upper Lillooet River	66,7	81,4	2016	334,0	40	315,0 ⁴	167,7 ⁴	33,0 ⁴	27,5 ⁴
Boulder Creek	66,7	25,3	2016	92,5	40	119,2 ⁴	50,5 ⁴	9,0 ⁴	7,5 ⁴
Big Silver Creek	100,0	40,6	2016	139,8	40	216,0	141,0	18,0	15,0
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Mesgi'g Ugju's'n	50,0	150,0	2016	515,0	20	340,0 ⁴	34,4 ⁴	55,0 ⁴	48,0 ⁴
		318,5		647,8		1 101,7	486,5	124,0	105,5

1. Date de mise en service.

2. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Ces renseignements n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2014.

3. 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. Les résultats réels peuvent être différents. Se reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

4. Correspond à 100 % de cette installation.

Tretheway Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en octobre 2013. En date du présent rapport de gestion, les travaux relatifs à la prise d'eau et à la conduite forcée étaient presque terminés; l'installation des turbines et des générateurs était terminée et celle du système auxiliaire était en cours; enfin, l'installation de la ligne de transport et du poste extérieur était presque terminée, la mise sous tension étant prévue pour septembre. Le 30 septembre 2014, la Société a conclu un financement sans recours pour un prêt de construction et à terme de 92,9 M\$ pour le projet. La mise en service de la centrale est prévue d'ici la fin de 2015.

Upper Lillooet River et Boulder Creek (le « Projet hydroélectrique Upper Lillooet » ou « ULHP »)

Les travaux de construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont débuté en octobre 2013. Comme prévu, les travaux ont repris au début d'avril 2015 après avoir été interrompus pour l'hiver. L'installation de la ligne de transport conjointe et la construction des deux centrales se poursuivaient et les travaux d'excavation et de consolidation pour les deux tunnels étaient en cours. Le 17 mars 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 491,6 M\$ en prêts à la construction et à terme pour les deux projets.

RAPPORT DE GESTION

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

Le 4 juillet 2015, tout le personnel a été évacué de manière sécuritaire du chantier de construction d'ULHP à la suite d'un feu de forêt ayant atteint la zone le 5 juillet. Le chantier fait présentement l'objet d'une ordonnance d'accès restreint du service de feux de forêt de la province. Depuis l'évacuation, la Société et les entrepreneurs ont eu un accès limité au site et n'ont pas été en mesure de faire une évaluation complète des dommages potentiels aux projets Upper Lillooet River et Boulder Creek. Néanmoins, le feu ne semble pas avoir atteint les zones où sont situées les principales infrastructures, à l'exception d'une partie de la ligne de transport qui relie les deux centrales. En date du présent rapport de gestion, l'équipe de gestion du projet et les entrepreneurs travaillaient de concert avec le service de feux de forêt de la province pour déterminer les zones sécuritaires en vue d'une éventuelle reprise des activités de construction au cours des prochaines semaines. La priorité a été d'effectuer, par l'entremise de professionnels qualifiés, des tests préliminaires de qualité de l'air et des évaluations des risques géologiques et d'arbres présentant un danger. Le service de feux de forêt utilise également le chantier de construction comme base pour ses activités de lutte contre les incendies dans la région.

Le projet ULHP est assuré contre ce type de catastrophe naturelle, à la fois pour les dommages et les retards subis. Le processus visant à évaluer les dommages, à modifier l'échéancier des travaux et la date de mise en service prévue et à traiter les demandes de règlement d'assurance est commencé. Il faudra cependant du temps pour le mener à terme. La Société s'attend à être indemnisée et ne prévoit pas subir de conséquences financières défavorables importantes à la suite du feu de forêt.

Big Silver Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en juin 2014. En date du présent rapport de gestion, l'excavation du tunnel était terminée et l'installation de la conduite forcée était presque terminée et la construction de la centrale, la conception et l'approvisionnement du matériel électrique ainsi que l'approvisionnement des turbines progressaient. Le 22 juin 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 197,2 M\$ en prêts à la construction et à terme pour ce projet.

Mesgi'g Ugju's'n (« MU »)

Les travaux de construction de ce parc éolien ont débuté en mai 2015. En date du présent rapport de gestion, les routes d'accès étaient en construction ou en réaménagement et les emplacements de turbines étaient en cours de préparation pour recevoir les fondations de béton. Il est prévu en outre que le financement à long terme pour ce projet sera conclu au troisième trimestre de 2015. En avril 2014, un programme de couverture a été complété, pour l'essentiel, afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ce projet jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés, éliminant pratiquement l'exposition de ce projet aux fluctuations des taux d'intérêt. Au deuxième trimestre, le taux de change relatif à la composante en euros du contrat d'approvisionnement en turbines a été fixé, éliminant ainsi toute exposition à l'euro.

RAPPORT DE GESTION

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La production d'électricité pour le deuxième trimestre s'est établie à 93 % par rapport à la moyenne à long terme, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique.

Pour le deuxième trimestre de 2015, la production a augmenté de 1 %, les produits ont progressé de 1 % et le BAIIA ajusté a diminué de 1 % par rapport à la même période l'an dernier. Ces résultats sont attribuables principalement aux régimes éoliens plus élevés et à l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014, contrebalancés par les débits d'eau moins élevés en Colombie-Britannique.

Les résultats d'exploitation de la Société pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015 sont comparés aux résultats d'exploitation des périodes correspondantes en 2014.

Production d'électricité

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

Périodes de trois mois closes le 30 juin	2015				2014			
	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)
HYDRO								
Québec	221 063	214 050	103 %	71,96	183 152	177 639	103 %	71,74
Ontario	20 459	20 805	98 %	65,72	19 120	20 805	92 %	65,80
Colombie-Britannique	460 174	564 115	82 %	70,14	545 089	564 115	97 %	70,79
États-Unis	17 283	16 956	102 %	77,91	20 395	16 956	120 %	66,95
Total partiel	718 980	815 926	88 %	70,76	767 756	779 515	98 %	70,79
ÉOLIEN								
Québec	171 835	142 805	120 %	79,65	116 747	142 805	82 %	79,90
SOLAIRE								
Ontario	13 357	12 464	107 %	420,00	14 219	12 554	113 %	420,00
Total	904 172	971 195	93 %	77,61	898 722	934 874	96 %	77,50

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.

2. Incluant tous les ajustements des paiements liés au mois, au jour et à l'heure de la livraison, les caractéristiques environnementales et le programme écoÉNERGIE, le cas échéant.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, les installations de la Société ont produit 904 GWh, soit 93 % par rapport à la PMLT de 971 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 88 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans les six centrales détenues à 50 % de Harrison Hydro Limited Partnership en Colombie-Britannique, qui ont plus que contrebalancé les débits d'eau conformes à la moyenne au Québec et en Ontario. Globalement, les parcs éoliens ont produit 120 % de leur PMLT, en raison principalement des régimes de vent supérieurs à la moyenne pendant le trimestre. Le parc solaire Stardale a produit 107 % de sa PMLT, en raison principalement des régimes solaires supérieurs 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 1 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement aux régimes éoliens plus élevés et à l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014, contrebalancés par les débits d'eau moins élevés en Colombie-Britannique.

RAPPORT DE GESTION

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

Périodes de six mois closes le 30 juin	2015				2014			
	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)
HYDRO								
Québec	340 203	338 220	101 %	78,00	257 315	257 952	100 %	79,23
Ontario	39 417	45 099	87 %	67,80	44 185	45 099	98 %	68,39
Colombie-Britannique	751 758	729 604	103 %	76,38	626 125	729 604	86 %	73,31
États-Unis	25 894	24 883	104 %	77,72	26 700	24 883	107 %	65,88
Total partiel	1 157 272	1 137 806	102 %	76,59	954 325	1 057 538	90 %	74,47
ÉOLIEN								
Québec	385 138	356 410	108 %	79,92	339 973	356 410	95 %	79,70
SOLAIRE								
Ontario	20 190	19 748	102 %	420,00	21 633	19 890	109 %	420,00
Total	1 562 600	1 513 964	103 %	81,85	1 315 931	1 433 838	92 %	81,50

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.

2. Incluant tous les ajustements des paiements liés au mois, au jour et à l'heure de la livraison, les caractéristiques environnementales et le programme écoÉNERGIE, le cas échéant.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, les installations de la Société ont produit 1 563 GWh, soit 103 % par rapport à la PMLT de 1 514 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 102 % de leur PMLT, en raison principalement de débits d'eau conformes à la moyenne dans la quasi-totalité des marchés. Globalement, les parcs éoliens ont produit 108 % de leur PMLT, en raison principalement des régimes de vent supérieurs à la moyenne. Le parc solaire Stardale a produit 102 % de sa PMLT, en raison principalement de régimes solaires conformes 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 19 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement aux débits d'eau plus élevés en Colombie-Britannique, aux régimes éoliens plus élevés et à l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014.

La performance globale des installations de la Société pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

RAPPORT DE GESTION

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

Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes le 30 juin				Périodes de six mois closes le 30 juin			
	2015		2014		2015		2014	
Produits	70 171	100,0%	69 649	100,0%	127 898	100,0%	107 248	100,0%
Charges d'exploitation	11 100	15,8%	11 025	15,8%	20 347	15,9%	18 670	17,4%
Frais généraux et administratifs	3 726	5,3%	3 330	4,8%	7 898	6,2%	6 884	6,4%
Charges liées aux Projets potentiels	1 930	2,8%	1 477	2,1%	3 283	2,6%	2 548	2,4%
BAIIA ajusté	53 415	76,1%	53 817	77,3%	96 370	75,3%	79 146	73,8%
Charges financières	24 540		24 469		40 957		44 133	
Autres charges (produits), montant net	24 065		(739)		92 479		(912)	
Amortissements	18 781		18 931		37 578		37 778	
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises ¹	(2 200)		(204)		(1 056)		792	
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(43 096)		29 147		(55 081)		65 177	
Charge (économie) d'impôt	8 819		(3 598)		(3 203)		(15 528)	
Bénéfice net (perte nette)	22 506		(14 189)		(15 304)		(52 294)	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	22 808		(7 835)		(6 336)		(35 254)	
Participations ne donnant pas le contrôle	(302)		(6 354)		(8 968)		(17 040)	
	22 506		(14 189)		(15 304)		(52 294)	
Bénéfice net (perte nette) par action - de base	0,21		(0,10)		(0,10)		(0,40)	

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

Produits

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, la Société a enregistré des produits de 70,2 M\$, comparativement à 69,6 M\$ en 2014. L'augmentation de 1 % est attribuable principalement aux régimes éoliens plus élevés et à l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014. Ces éléments ont été contrebalancés par les débits d'eau moins élevés en Colombie-Britannique.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, la Société a enregistré des produits de 127,9 M\$, comparativement à 107,2 M\$ en 2014. L'augmentation de 19 % est attribuable principalement aux débits d'eau plus élevés en Colombie-Britannique, aux régimes éoliens plus élevés et à l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014.

Charges

Les *charges d'exploitation* sont constituées principalement de salaires des opérateurs, de primes d'assurance, de charges liées à l'exploitation et à l'entretien, d'impôts fonciers et de redevances. Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, la Société a constaté des charges d'exploitation de 11,1 M\$ et 20,3 M\$ respectivement (11,0 M\$ et 18,7 M\$ respectivement en 2014). Cette augmentation de 1 % pour le trimestre et de 9 % pour la période de six mois est attribuable essentiellement aux variations des coûts associés aux niveaux de production en Colombie-Britannique ainsi qu'à l'ajout de la centrale hydroélectrique SM-1.

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, ces frais ont totalisé 3,7 M\$ et 7,9 M\$ respectivement (3,3 M\$ et 6,9 M\$ respectivement en 2014). L'augmentation de 12 % pour le trimestre et de 15 % pour la période de six mois reflète l'accroissement de la taille de la Société, le nombre plus élevé d'employés et les hausses salariales normales.

RAPPORT DE GESTION

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

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 décide de faire progresser et des ressources dont elle a besoin pour ce faire. Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, ces charges ont totalisé 1,9 M\$ et 3,3 M\$ respectivement (1,5 M\$ et 2,5 M\$ respectivement en 2014). L'augmentation de 31 % pour le trimestre et de 29 % pour la période de six mois est liée principalement à la progression de plusieurs Projets potentiels, à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux et à l'appel d'offres en cours en Ontario.

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 30 juin 2015, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 53,4 M\$, comparativement à 53,8 M\$ pour la même période l'an dernier. Comparativement à l'augmentation de 1 % de la production et des produits, cette diminution de 1 % est attribuable principalement à la hausse des charges liées aux Projets potentiels expliquée plus haut. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a diminué pour passer de 77,3 % à 76,1 %.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 96,4 M\$, comparativement à 79,1 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation de 22 % est en phase avec la hausse de la production et des produits expliquée plus haut. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a augmenté pour passer de 73,8 % à 75,3 %.

Charges financières

Les charges financières comprennent les intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles, les intérêts compensatoires au titre de l'inflation, l'amortissement des frais de financement, l'amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles, la charge de désactualisation des autres passifs et les autres charges financières. Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, les charges financières ont totalisé 24,5 M\$ et 41,0 M\$ respectivement (24,5 M\$ et 44,1 M\$ respectivement en 2014). Les charges financières sont demeurées relativement inchangées au deuxième trimestre par rapport à la même période l'an dernier. Cependant, la diminution pour la période de six mois est principalement attribuable aux intérêts compensatoires au titre de l'inflation nettement inférieurs de 0,7 M\$ sur les obligations à rendement réel (comparativement à des intérêts compensatoires au titre de l'inflation de 5,1 M\$ en 2014), en raison de la déflation au premier trimestre, qui ont plus que contrebalancé l'augmentation des charges d'intérêts découlant des niveaux d'endettement plus élevés.

Au 30 juin 2015, 99 % de l'encours de la dette de la Société, incluant les débetures convertibles, était à taux fixe ou faisait l'objet d'une couverture contre les mouvements de taux d'intérêt (95 % au 30 juin 2014). Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,23 % au 30 juin 2015 (5,39 % au 30 juin 2014). Cette diminution résulte principalement d'un taux d'intérêt moins élevé sur les obligations à taux réel lié aux intérêts compensatoires au titre de l'inflation moindres, de l'ajout de la dette liée au projet SM-1, qui porte un taux d'intérêt fixe de 3,30 % par suite de son ajustement à la juste valeur de marché lors de la consolidation, de l'ajout de la dette liée au projet Tretheway Creek, qui porte un taux d'intérêt fixe de 4,99 %, de l'ajout des dettes liées aux projets Boulder Creek et Upper Lillooet River, qui portent un taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,36 % et de l'ajout de la dette liée au projet Big Silver Creek, qui porte un taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,71 %. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par l'ajout de la débenture liée à la centrale SM-1, qui porte un taux d'intérêt fixe de 8,00 %.

Autres charges (produits), montant net

Le montant net des autres produits ou charges comprend les coûts de transaction, les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés, les pertes de change réalisées et le montant net des autres produits. Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, la Société a comptabilisé des autres charges d'un montant net de 24,1 M\$ et 92,5 M\$ respectivement (autres produits d'un montant net de 0,7 M\$ et 0,9 M\$ respectivement en 2014). La variation pour la période de trois mois découle principalement de la perte réalisée sur Dérivés de 24,7 M\$ liée au règlement des contrats à terme sur obligations pour Big Silver Creek parallèlement à la clôture du financement pour ce projet. La variation pour la période de six mois découle principalement des mêmes éléments et de la perte réalisée sur Dérivés de 68,0 M\$ découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek et Upper Lillooet River parallèlement à la clôture du financement pour ces projets en mars.

Amortissements

Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, la dotation aux amortissements a totalisé 18,8 M\$ et 37,6 M\$ respectivement (18,9 M\$ et 37,8 M\$ respectivement en 2014).

RAPPORT DE GESTION

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

Quote-part du bénéfice des coentreprises

Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, la Société a comptabilisé une quote-part du bénéfice des coentreprises de 2,2 M\$ et 1,1 M\$ respectivement (quote-part du bénéfice net de 0,2 M\$ et quote-part de la perte nette de 0,8 M\$ respectivement en 2014). Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

Instruments financiers dérivés

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts actuel et à venir et son exposition au risque de hausse du taux de change sur ses achats d'équipement (« Dérivés »), protégeant ainsi la valeur économique de ses projets. Innergex compte aussi des instruments financiers dérivés intégrés dans certains des CAÉ qu'elle a conclus (taux d'inflation minimum de 3 % appliqué au prix de vente). La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation. Comme les contrats à terme sur obligations sont liés aux obligations à long terme et les swaps de taux d'intérêt sont conclus pour une période égale à la période d'amortissement de la dette sous-jacente, qui peut atteindre 30 ans, la juste valeur de marché d'un Dérivé peut être très sensible aux variations trimestrielles des taux d'intérêt à long terme.

La Société utilise depuis octobre 2014 la comptabilité de couverture dans le traitement des nouveaux Dérivés et a décidé de l'utiliser également depuis le 1^{er} avril 2015 dans le traitement des Dérivés existants afin de fixer le taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets (à l'exception d'Umbata Falls) et sur la majeure partie de sa facilité à terme de crédit rotatif, et ce, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces Dérivés pendant une période donnée. En vertu de la comptabilité de couverture, la plupart des profits latents ou des pertes latentes sur les Dérivés qui découlent d'une diminution ou d'une augmentation du taux d'intérêt de référence seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, tandis que seule la portion du profit latent ou de la perte latente liée à « l'inefficacité » et au règlement des Dérivés sera comptabilisée en résultat net.

Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, la Société a comptabilisé un profit net latent sur Dérivés de 43,1 M\$ et 55,1 M\$ respectivement, en raison principalement du renversement de la perte latente comptabilisée au règlement des contrats à terme sur obligations parallèlement à la clôture du financement pour les projets Boulder Creek et Upper Lillooet River en mars et du financement pour le projet Big Silver Creek en juin, et de l'augmentation des taux d'intérêt de référence au deuxième trimestre. Pour les périodes correspondantes l'an dernier, Innergex avait comptabilisé une perte nette latente sur Dérivés de 29,1 M\$ et 65,2 M\$ respectivement, en raison principalement de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2013.

En mars 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement de 491,6 M\$ et le règlement parallèle des contrats à terme sur obligations correspondants pour les projets hydroélectriques Boulder Creek et Upper Lillooet River; en juin 2015, elle a annoncé la conclusion d'un financement de 197,2 M\$ et le règlement parallèle des contrats à terme sur obligations correspondants pour le projet hydroélectrique Big Silver Creek. En date du présent rapport de gestion, la Société avait conclu des instruments financiers dérivés totalisant 190,0 M\$; à la clôture du dernier financement à long terme à taux fixe ou au moyen de swaps de taux d'intérêt pour le projet Mesgi'g Ugu'u's'n, la Société réglera les instruments financiers dérivés correspondants, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés. Ce profit ou cette perte permettra de contrebalancer une augmentation ou une baisse du taux d'intérêt sur la dette liée aux projets. Dans le cas de la dette liée au projet Big Silver Creek, la perte réalisée de 24,7 M\$ sera contrebalancée par le taux d'intérêt fixe moyen pondéré moins élevé de 4,71 %. Au 30 juin 2015, les Dérivés qui seront réglés à la clôture du financement avaient une valeur de marché négative de 21,7 M\$.

Charge (économie) d'impôt

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, la Société a enregistré une charge d'impôt de 0,9 M\$ (0,8 M\$ en 2014) et une charge d'impôt différée de 7,9 M\$ (économie de 4,4 M\$ en 2014). La charge d'impôt différée s'explique principalement par un profit latent sur Dérivés de 43,1 M\$ découlant du renversement de la perte latente comptabilisée au règlement de Dérivés et de l'augmentation des taux d'intérêt de référence pendant le trimestre. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la perte réalisée sur Dérivés de 24,5 M\$ découlant du règlement de ces Dérivés. La comptabilisation d'une charge d'impôt différée au lieu d'une charge d'impôt exigible est attribuable principalement à la présence de pertes fiscales cumulées. L'économie d'impôt différée pour la même période l'an dernier s'explique principalement par une perte latente sur Dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, la Société a enregistré une économie d'impôt de 1,6 M\$ (1,6 M\$ en 2014) et une économie d'impôt différée de 4,8 M\$ (17,1 M\$ en 2014). L'économie d'impôt différée s'explique principalement par la perte réalisée sur Dérivés de 92,5 M\$ découlant du règlement de Dérivés, partiellement contrebalancée par le renversement de 55,1 M\$ de la perte latente comptabilisée au règlement de ces Dérivés. L'économie d'impôt différée pour la même période l'an dernier s'explique principalement par une perte nette latente sur Dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

RAPPORT DE GESTION

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

Bénéfice net (perte nette)

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, la Société a enregistré un bénéfice net de 22,5 M\$ (bénéfice net de base de 0,21 \$ et dilué de 0,20 \$ par action), comparativement à une perte nette de 14,2 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,10 \$ par action) en 2014. Ce résultat est attribuable en partie au profit latent sur Dérivés de 43,1 M\$ découlant du renversement de la perte latente comptabilisée au règlement des contrats à terme sur obligations pour Big Silver Creek et de l'augmentation des taux d'intérêt de référence pendant le trimestre. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la perte réalisée de 24,5 M\$ découlant du règlement de ces Dérivés. La comptabilisation d'une perte nette de 14,2 M\$ pour la même période l'an dernier est attribuable à une perte nette latente de 29,1 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, la Société a enregistré une perte nette de 15,3 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,10 \$ par action), comparativement à une perte nette de 52,3 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,40 \$ par action) en 2014. Ce résultat est attribuable principalement à une perte réalisée sur Dérivés de 92,6 M\$ découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, partiellement contrebalancé par le renversement de 55,1 M\$ de la perte latente comptabilisée au règlement de ces Dérivés. La comptabilisation d'une perte nette de 52,3 M\$ pour la même période l'an dernier est attribuable à une perte nette latente sur Dérivés de 65,2 M\$ découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

Principaux éléments qui ont contribué à la variation du bénéfice net pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, comparativement à la perte nette pour la période correspondante en 2014

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	72 243	En raison principalement du renversement d'une perte latente au règlement des contrats à terme sur obligations pour Big Silver Creek et d'une augmentation des taux d'intérêt de référence pendant le trimestre, comparativement à une perte nette latente sur Dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence pour la même période l'an dernier.
Quote-part du bénéfice des coentreprises	1 996	En raison de la comptabilisation d'un bénéfice net supérieur des coentreprises par rapport à la même période l'an dernier.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Autres charges (produits), montant net	24 804	En raison principalement d'une perte nette réalisée sur Dérivés de 24,7 M\$ résultant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Big Silver Creek à la clôture du financement de ce projet.
Charge d'impôt	12 325	En raison principalement du profit net latent sur Dérivés mentionné ci-dessus.

RAPPORT DE GESTION

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

Principaux éléments qui ont contribué à la variation de la perte nette pour la période de six mois close le 30 juin 2015, comparativement à la perte nette pour la période correspondante en 2014

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
Produits	20 650	En raison principalement de l'augmentation de la production découlant des débits d'eau plus élevés en Colombie-Britannique, des régimes éoliens plus élevés et de l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014.
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	120 258	En raison principalement du renversement de pertes latentes au règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, comparativement à une perte nette latente sur Dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence pour la même période l'an dernier.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Autres charges (produits), montant net	93 391	En raison principalement d'une perte nette réalisée sur Dérivés de 92,6 M\$ résultant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek à la clôture du financement de ces projets au premier semestre de 2015.
Charge d'impôt	12 417	En raison principalement de la comptabilisation d'un profit latent sur Dérivés mentionné ci-dessus, partiellement contrebalancé par la comptabilisation d'une perte nette réalisée sur Dérivés, également mentionnée ci-dessus.

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle sont liées aux six centrales hydroélectriques de Harrison Hydro Limited Partnership, aux filiales de Creek Power Inc., à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, au parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (MU) S.E.C., à la Société en commandite Magpie, à l'entité Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. et à leurs commandités respectifs. Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, la Société a affecté des pertes de 0,3 M\$ et 9,0 M\$ respectivement aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 6,4 M\$ et 17,0 M\$ respectivement en 2014). Se reporter à la rubrique « Filiales non entièrement détenues » pour un complément d'information.

Nombre d'actions en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	101 235	96 513	101 071	96 172
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires ¹	7 803	7 760	7 875	7 738
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	109 038	104 273	108 946	103 910

1. Les options sur actions dont le prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation. Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, aucune des 3 425 684 options sur actions (1 243 000 des 3 073 684 options sur actions pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2014) ont été exclues et 7 472 113 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles avaient un effet dilutif (7 558 684 actions avaient un effet dilutif en 2014).

Au 30 juin 2015, la Société avait un total de 101 268 879 actions ordinaires, 79 578 débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 425 684 options sur actions en circulation. Au 30 juin 2014, la Société avait un total de 100 085 875 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 073 684 options sur actions en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires par rapport au 30 juin 2014 est attribuable principalement au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») et à la conversion d'une partie des débentures convertibles au premier trimestre de 2015. La diminution du nombre de débentures convertibles pendant la période de six mois est attribuable à la conversion d'une partie des débentures à la demande des porteurs.

En date du présent rapport de gestion, la Société avait un total de 101 595 842 actions ordinaires, 78 452 débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 425 684 options sur actions en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 30 juin 2015 est attribuable au RRD et à la conversion d'une partie des débentures convertibles.

RAPPORT DE GESTION

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

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, la Société a affecté des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 31,6 M\$, comparativement à des fonds générés de 19,7 M\$ pour la même période l'an dernier. Au cours de cette période, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 255,5 M\$ et a affecté des fonds liés aux activités d'investissement de 233,7 M\$, aux fins principalement du paiement des travaux de construction de ses Projets en développement. Au 30 juin 2015, la Société détenait 45,0 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 54,6 M\$ au 31 décembre 2014.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation ont totalisé 31,6 M\$ (flux de trésorerie générés de 19,7 M\$ en 2014). Cette variation est attribuable principalement à la perte réalisée sur Dérivés de 92,6 M\$, qui a plus que contrebalancé l'augmentation des produits.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, les flux de trésorerie générés par les activités de financement ont totalisé 255,5 M\$ (flux de trésorerie générés de 31,6 M\$ en 2014). Cette variation est attribuable principalement à une augmentation nette de la dette à long terme de 289,5 M\$, par suite principalement de l'ajout des dettes liées aux projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, partiellement contrebalancé par des remboursements de 169,1 M\$ de la facilité à terme de crédit rotatif effectués au moyen d'une partie du produit des dettes liées à ces projets.

Utilisation du produit de financement	Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2015	2014
Produit de l'émission de dette à long terme	686 911	131 166
Remboursement au titre de la dette à long terme	(389 246)	(71 639)
Paiement des frais de financement différés	(8 134)	(157)
Produit de l'exercice d'options sur actions	394	—
Génération du produit du financement	289 925	59 370
Paiement d'autres passifs	—	(113)
Paiement du coût d'émission d'actions ordinaires et privilégiées	—	(11)
Acquisitions d'entreprises	—	(37 901)
(Augmentation) diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	(93 334)	22 751
Fonds nets (investis dans) prélevés des comptes de réserve	(2 923)	1 715
Ajouts aux immobilisations corporelles	(108 005)	(58 273)
Ajouts aux frais de développement de projets	(29 104)	(15 494)
Retraits de coentreprises	—	2 259
(Ajouts aux) réductions des autres actifs non courants	(399)	26 868
Utilisation du produit du financement, montant net	(233 765)	(58 199)
Augmentation du fonds de roulement	56 160	1 171

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2015, la Société a emprunté 686,9 M\$ aux fins principalement du paiement de la construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n, de la réduction des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif et de la perte réalisée de 92,6 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour les projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek. Elle a également augmenté ses liquidités soumises à restrictions de 93,3 M\$, car l'utilisation de la trésorerie pour payer les coûts de construction liés aux projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek a été plus que contrebalancée par le produit reçu dans le cadre des dettes liées aux projets Boulder Creek, Upper Lillooet et Big Silver Creek. Pendant la période correspondante de 2014, la Société avait emprunté 131,2 M\$ pour payer les travaux de construction des projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, les travaux préalables à la construction du projet Mesgi'g Ugnu's'n et l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et aux fins du remboursement de la dette à long terme, et avait utilisé 22,8 M\$ de liquidités soumises à restrictions principalement aux fins du paiement de créanciers liés aux centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

RAPPORT DE GESTION

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

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2015, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 233,7 M\$ (58,0 M\$ en 2014). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 108,0 M\$ (décaissement de 58,3 M\$ en 2014), une augmentation des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions a représenté un décaissement de 93,3 M\$ (encaissement de 22,8 M\$ en 2014), les ajouts aux frais de développement de projets ont représenté un décaissement de 29,1 M\$ (décaissement de 15,5 M\$ en 2014) et les investissements dans les comptes de réserve ont représenté un décaissement de 2,9 M\$ (encaissement de 1,7 M\$ en 2014).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2015, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société ont diminué de 9,6 M\$ (diminué de 6,8 M\$ en 2014), soit le résultat net de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement. Au 30 juin 2015, la Société détenait 45,0 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (54,6 M\$ au 31 décembre 2014).

DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	15 697	15 013	31 361	29 392
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action) ¹	0,1550	0,1500	0,3100	0,3000
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1 063	1 063	2 125	2 125
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	0,3125	0,3125	0,6250	0,6250
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	719	719	1 437	1 438
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action)	0,359375	0,359375	0,718750	0,718750

1. Le 24 février 2015, le Conseil d'administration a augmenté de 0,60 \$ à 0,62 \$ par action ordinaire le dividende annuel, payable trimestriellement. Le 20 juin 2014, la Société a émis 4 027 051 nouvelles actions ordinaires aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 octobre 2015 :

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 (\$)
05/08/2015	30/09/2015	15/10/2015	0,1550	0,3125	0,359375

RAPPORT DE GESTION

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

SITUATION FINANCIÈRE

Au 30 juin 2015, l'actif total de la Société s'établissait à 2 923 M\$, le passif total à 2 403 M\$, y compris des dettes à long terme de 1 937 M\$, et les capitaux propres à 520,1 M\$.

Également au 30 juin 2015, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 1,59:1,00 (0,91:1,00 au 31 décembre 2014). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 45,0 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 179,1 M\$ et des comptes de réserve de 44,3 M\$.

Les changements les plus importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant la période de six mois close le 30 juin 2015 sont expliqués ci-après.

Actif

Principales variations du total de l'actif pour la période de six mois close le 30 juin 2015 :

- Une augmentation nette de 83,7 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, en raison principalement de l'ajout d'une partie du financement reçu dans le cadre des dettes liées aux projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, qui a plus que contrebalancé les montants utilisés pour payer les travaux de construction des projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, ainsi que des centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River;
- Une augmentation de 10,8 M\$ des débiteurs, comme il est expliqué à la rubrique « Fonds de roulement » ci-après;
- Une augmentation des immobilisations corporelles de 123,3 M\$ en raison principalement de la construction des projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n et de l'intégration du projet Mesgi'g Ugju's'n aux immobilisations corporelles, partiellement contrebalancées par l'amortissement et par un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles;
- Une diminution des immobilisations incorporelles de 4,4 M\$, en raison principalement de l'amortissement, contrebalancé partiellement par un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles;
- Une diminution de 8,7 M\$ des frais de développement de projets, en raison principalement du retrait du projet Mesgi'g Ugju's'n des frais de développement de projet et de son intégration aux immobilisations corporelles, maintenant que la construction est commencée.

Fonds de roulement

Au 30 juin 2015, le fonds de roulement était positif de 103,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,59:1,00. Au 31 décembre 2014, le fonds de roulement était négatif de 17,4 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,91:1,00. L'augmentation du ratio du fonds de roulement pendant cette période est attribuable principalement à une hausse de 93,3 M\$ des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions et à une baisse de 67,3 M\$ de la composante du passif courant des instruments financiers dérivés, éléments qui sont expliqués séparément plus loin. Ces éléments ont été contrebalancés partiellement par une augmentation de 38,6 M\$ des créditeurs, laquelle est également expliquée séparément plus loin.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Elle peut également utiliser sa facilité à terme de crédit rotatif de 425,0 M\$ au besoin. Au 30 juin 2015, la Société avait prélevé 152,8 M\$ et 13,9 M\$ US à titre d'avances de fonds et 110,8 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 179,1 M\$ au 30 juin 2015, dont un montant de 6,8 M\$ était lié à Harrison Hydro L.P., un montant de 0,7 M\$ au prêt pour Kwoiek Creek, un montant de 0,7 M\$ au prêt pour Northwest Stave River, un montant de 33,6 M\$ au prêt pour Tretheway Creek, un montant de 125,8 M\$ aux prêts pour Boulder Creek et Upper Lillooet River et un montant de 11,6 M\$ au prêt pour Big Silver Creek (comparativement à 85,8 M\$ au 31 décembre 2014, dont un montant de 6,7 M\$ était lié à Harrison Hydro L.P., un montant de 23,5 M\$ au prêt pour Kwoiek Creek, un montant de 6,5 M\$ au prêt pour Northwest Stave River et un montant de 49,1 M\$ au prêt pour Tretheway Creek). L'augmentation découle principalement de l'ajout d'une partie du financement provenant des prêts pour Boulder Creek et Upper Lillooet River, qui a plus que contrebalancé les montants utilisés pour payer les travaux de construction des projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek. Le solde des prêts pour Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek sera reçu sous forme de mensualités.

RAPPORT DE GESTION

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

Les *débiteurs* ont augmenté de 35,3 M\$ au 31 décembre 2014 à 46,1 M\$ au 30 juin 2015, en raison principalement des produits générés.

Les *crédeurs et charges à payer* ont augmenté pour passer de 45,6 M\$ au 31 décembre 2014 à 84,2 M\$ au 30 juin 2015, en raison principalement des travaux de construction liés aux projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek.

Les *instruments financiers dérivés compris dans le passif courant* ont diminué pour passer de 104,1 M\$ au 31 décembre 2014 à 36,8 M\$ au 30 juin 2015, en raison principalement de la baisse des contrats à terme sur obligations conclus pour couvrir le taux d'intérêt sur le financement futur des Projets en développement qui a fait suite à la clôture du financement des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek.

Comptes de réserve

Les comptes de réserve se composent de la réserve hydrologique/éolienne, établie à la mise en service 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 43,5 M\$ au 30 juin 2015, comparativement à 40,7 M\$ au 31 décembre 2014. L'augmentation découle principalement des réserves mises en place pour la centrale Kwoiek Creek au premier trimestre.

La disponibilité des fonds des comptes de la réserve hydrologique/éolienne et de la réserve pour réparations majeures peut être soumise à des restrictions découlant de conventions de crédit.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement des installations hydroélectriques, des parcs éoliens et un parc solaire qui sont soit en exploitation, soit en construction. Elles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur cumulées. La Société possédait des immobilisations corporelles de 2 019 M\$ au 30 juin 2015, comparativement à 1 896 M\$ au 31 décembre 2014. Cette augmentation découle principalement de la construction des projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugu's'n et de l'intégration du projet Mesgi'g Ugu's'n aux immobilisations corporelles, partiellement contrebalancées par l'amortissement et un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent différents contrats d'achat d'électricité, permis et licences. Elles incluent aussi les garanties prolongées des turbines des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 482,9 M\$ au 30 juin 2015, comparativement à 487,3 M\$ au 31 décembre 2014. Cette diminution découle principalement de l'amortissement, partiellement contrebalancé par un ajustement ultérieur de 6,6 M\$ relatif à la répartition du prix d'achat de la centrale hydroélectrique SM-1 retiré des immobilisations corporelles et intégré aux immobilisations incorporelles.

Frais de développement de projets

Les frais de développement de projets représentent les coûts engagés dans l'acquisition et le développement de Projets en développement et dans l'acquisition de Projets potentiels. Selon leur nature, ces frais sont virés soit aux immobilisations corporelles, soit aux immobilisations incorporelles lorsqu'un projet arrive à la phase de construction. Au 30 juin 2015, les frais de développement de projets de la Société se chiffraient à 52,3 M\$, comparativement à 61,0 M\$ au 31 décembre 2014. La diminution découle du retrait du projet Mesgi'g Ugu's'n des frais de développement de projet et de son intégration aux immobilisations corporelles, maintenant que la construction est commencée.

Participations dans des coentreprises

Les participations dans des coentreprises représentent la quote-part de la Société dans les coentreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Au 30 juin 2015, la Société avait des participations de 11,7 M\$ dans des coentreprises, comparativement à 14,5 M\$ au 31 décembre 2014. Cette diminution de 2,8 M\$ tient compte de distributions de 4,6 M\$ faites au niveau des coentreprises pendant le premier semestre, partiellement contrebalancées par un bénéfice net de 1,1 M\$ et d'autres éléments du résultat global de 0,7 M\$. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour un complément d'information.

RAPPORT DE GESTION

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

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 au risque de hausse du taux de change pour ses achats d'équipement. La Société ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. La Société utilise depuis octobre 2014 la comptabilité de couverture dans le traitement des nouveaux Dérivés et a décidé de l'utiliser également depuis le 1^{er} avril 2015 dans le traitement des Dérivés existants afin de fixer le taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets (à l'exception d'Umbata Falls) et sur la majeure partie de sa facilité à terme de crédit rotatif, et ce, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces Dérivés pendant une période donnée. En vertu de la comptabilité de couverture, la plupart des profits latents ou des pertes latentes sur les Dérivés qui découlent d'une diminution ou d'une augmentation du taux d'intérêt de référence seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, tandis que seule la portion du profit latent ou de la perte latente liée à « l'inefficacité » et au règlement des Dérivés sera comptabilisée en résultat net.

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 480,0 M\$ au 30 juin 2015. Par conséquent, au 30 juin 2015, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 1 461 M\$ et au montant de 79,2 M\$ au titre des débiteures convertibles, signifient que 99 % de l'encours de la dette de la Société est protégé contre les hausses de taux d'intérêt.

En outre, les contrats à terme sur obligations permettent à la Société d'éliminer le risque de hausses des taux d'intérêt sur la dette à long terme prévue pour la réalisation de ses Projets en développement. En date du présent rapport de gestion, la Société avait conclu des contrats à terme sur obligations totalisant 190,0 M\$ pour le Projet en développement Mesgi'g Ugju's'n (535,0 M\$ pour les Projets en développement Upper Lillooet River, Boulder Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n au 31 décembre 2014). À la clôture du financement à long terme à taux fixe ou au moyen de swaps de taux d'intérêt, la Société réglera les instruments financiers dérivés correspondants, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés. Ces profits ou pertes serviront à contrebalancer un taux d'intérêt supérieur ou inférieur sur la dette liée aux projets.

En mars 2015, la Société a conclu un financement de 491,6 M\$ pour les projets hydroélectriques Boulder Creek et Upper Lillooet River. Le règlement simultané des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek et Upper Lillooet River a donné lieu à une perte réalisée de 68,0 M\$ sur instruments financiers dérivés. Cette perte découle d'une baisse des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats ont été conclus (entre septembre et décembre 2013) et la date de règlement (le 17 mars 2015) et sera compensée par un taux d'intérêt fixe moyen pondéré peu élevé de 4,36 % pour ces prêts d'une durée de 25 à 40 ans. En juin 2015, la Société a conclu un financement de 197,2 M\$ pour le projet hydroélectrique Big Silver Creek. Le règlement simultané des contrats à terme sur obligations pour Big Silver Creek a donné lieu à une perte réalisée de 24,7 M\$ sur instruments financiers dérivés. Cette perte découle d'une baisse des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats ont été conclus (entre décembre 2013 et janvier 2014) et la date de règlement (le 22 juin 2015) et sera compensée par le taux d'intérêt fixe moyen pondéré peu élevé de 4,71 % pour ces prêts d'une durée de 25 à 40 ans. Au 30 juin 2015, les Dérivés qui seront réglés à la clôture des financements de projets avaient une valeur de marché négative de 21,7 M\$.

En date du présent rapport de gestion, la Société n'avait aucun contrat de change à terme en euros en cours (contrats de 78,4 M\$ au 31 décembre 2014), le contrat de change à terme conclu afin d'éliminer l'incidence du risque d'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien sur ses achats d'équipement pour le projet Mesgi'g Ugju's'n ayant été réglé à l'échéance. En outre, le taux de change sur la composante en euros du contrat d'approvisionnement en turbines a été fixé, éliminant ainsi toute exposition à l'euro.

Dans l'ensemble, les Dérivés avaient une valeur négative nette de 82,8 M\$ au 30 juin 2015 (valeur négative de 145,8 M\$ au 31 décembre 2014). Cette diminution est principalement attribuable au règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek. 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 actuellement en construction ou en développement de la Société. Au 30 juin 2015, la Société avait des charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme de 16,9 M\$ (25,3 M\$ au 31 décembre 2014). La diminution de 8,4 M\$ découle principalement des paiements effectués relativement à la construction des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, partiellement contrebalancés par l'augmentation des coûts de construction liés au projet Mesgi'g Ugju's'n.

RAPPORT DE GESTION

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

Dette à long terme

Au 30 juin 2015, la dette à long terme s'établissait à 1 937 M\$ (1 645 M\$ au 31 décembre 2014). Cette augmentation de 292,3 M\$ découle principalement de l'ajout des emprunts de 316,7 M\$ pour Boulder Creek et Upper Lillooet River provenant du financement de projet de 491,6 M\$ conclu le 17 mars, de l'ajout de l'emprunt de 161,8 M\$ pour Big Silver Creek provenant du financement de projet de 197,2 M\$ conclu le 22 juin et des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif destinés à financer les coûts de construction du projet Mesgi'g Ugju's'n jusqu'à ce que le financement lié à ce projet ait été obtenu et que les emprunts au titre de la facilité à terme de crédit rotatif puissent être remboursés. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par les remboursements prévus de la dette liée aux projets et par la réduction des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif rendue possible au moyen d'une partie du produit du financement des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, afin de rembourser les capitaux propres excédentaires investis dans les projets par la Société.

Depuis le début de l'exercice 2015, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit ou actes de fiducie-sûreté conclus par des filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

Capitaux propres

Au 30 juin 2015, les capitaux propres de la Société totalisaient 520,1 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 33,4 M\$, comparativement à 562,2 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 47,4 M\$ au 31 décembre 2014. La diminution de 42,1 M\$ du total des capitaux propres découle essentiellement des dividendes de 34,9 M\$ déclarés sur les actions privilégiées et ordinaires et de la comptabilisation d'une perte nette de 15,3 M\$.

Arrangements hors bilan

Au 30 juin 2015, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 122,9 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 110,8 M\$ ont été émis en vertu de sa facilité à terme de crédit rotatif, en grande partie sur une base temporaire durant la construction des Projets en développement, 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 11,0 M\$ en vue principalement de soutenir la performance de la centrale hydroélectrique Brown Lake.

RAPPORT DE GESTION

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

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 l'année 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 30 juin		
	2015	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	36 363	93 959	105 626
<i>Ajouter (Déduire) les éléments suivants :</i>			
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(8 317)	(7 276)	(32 909)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(2 926)	(2 558)	(2 804)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(31 342)	(27 694)	(23 997)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ¹	(7 541)	(1 550)	(7 806)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(7 125)	(7 126)	(5 954)
Entrées de trésorerie pour les services de transmission fournis par Harrison Hydro L.P. à d'autres installations ²	5 419	—	4 916
<i>Ajuster compte tenu des éléments suivants :</i>			
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	263	592	2 345
Pertes réalisées sur instruments financiers dérivés	100 939	—	17 386
Flux de trésorerie disponibles	85 733	48 347	56 803
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	61 518	57 039	54 441
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	72 %	118 %	96 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces ³	51 140	44 184	39 055
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	60 %	91 %	69 %

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 l'année au cours de laquelle elles sont générées.

2. Les montants de 5,4 M\$ et 4,9 M\$ ont été reçus par Harrison Hydro L.P. au titre des services de transmission devant être fournis aux centrales Big Silver, Tretheway Creek et Northwest Stave River, respectivement; 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2015, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 85,7 M\$, comparativement à 48,3 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation est attribuable principalement à l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les pertes réalisées sur Dérivés, ainsi qu'aux entrées de trésorerie pour les services de transmission fournis par Harrison Hydro L.P. à d'autres installations détenues par la Société, partiellement contrebalancés par la hausse des remboursements prévus de capital sur la dette.

Ratio de distribution

Le Ratio de distribution représente les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles. La Société croit qu'il s'agit d'une mesure de sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance.

Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2015, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 72 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 118 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. La variation positive est principalement attribuable à l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles expliquée plus haut, qui a plus que contrebalancé l'augmentation des dividendes découlant du nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation en vertu du RRD, de l'émission de 4 027 051 actions ordinaires de la Société en juin 2014 aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et de la conversion d'un certain nombre de débentures convertibles au premier trimestre de 2015.

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 interne potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction. Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2015, la Société a engagé des charges liées aux Projets potentiels de 6,4 M\$, comparativement à 5,2 M\$ pour la période correspondante précédente. Cette augmentation de 24 % est surtout attribuable à l'appel d'offres récent au Québec et à l'appel d'offres en cours en Ontario, 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 serait inférieur d'environ cinq points de pourcentage pour la période de 12 mois close le 30 juin 2015 et d'environ 11 points de pourcentage pour la période correspondante précédente.

De plus, la Société ne prévoit pas devoir recourir à des capitaux propres supplémentaires pour achever les cinq Projets en développement en cours, compte tenu de l'augmentation prévue des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation une fois ces projets mis en service, du financement lié à ces projets que la Société a obtenu et des capitaux propres supplémentaires provenant du RRD.

PERSPECTIVES POUR 2017

La Société fait certaines prévisions afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation lorsque les cinq Projets en développement actuels seront mis en service. Veuillez vous reporter à la rubrique « Projets en développement » pour un complément d'information sur ces projets. Ces prévisions ne tiennent pas compte des acquisitions ou cessions possibles ni des Projets en développement supplémentaires qui peuvent découler de l'obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité.

La Société prévoit qu'une fois les cinq Projets en développement actuels mis en service, sa PMLT consolidée annualisée augmentera pour passer de 3 050 GWh à la fin de 2014 à 4 211 GWh à compter de 2017, soit une hausse de 38 %.

RAPPORT DE GESTION

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

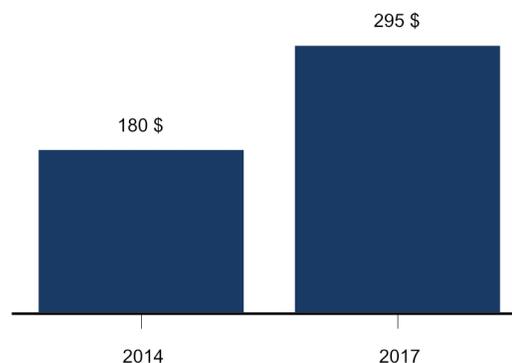
BAIIA ajusté prévu

Le BAIIA ajusté généré est un indicateur de rendement clé pour la Société. Elle prévoit qu'une fois les cinq Projets en développement actuels mis en service, le BAIIA ajusté annualisé généré sera d'environ 295,0 M\$ à compter de 2017 (puis ajusté pour tenir compte d'une composante d'inflation par la suite), comparativement à 179,6 M\$ en 2014. Cette augmentation représente un taux de croissance annuel composé de l'ordre de 18 % pour la période 2014-2017. Le BAIIA ajusté est présenté conformément aux règles de comptabilisation des produits selon les IFRS et exclut les installations Umbata Falls et Viger-Denonville qui sont traitées comme des coentreprises et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Le BAIIA ajusté annuel combiné de ces installations attribuable à la Société s'établit à environ 8,0 M\$.

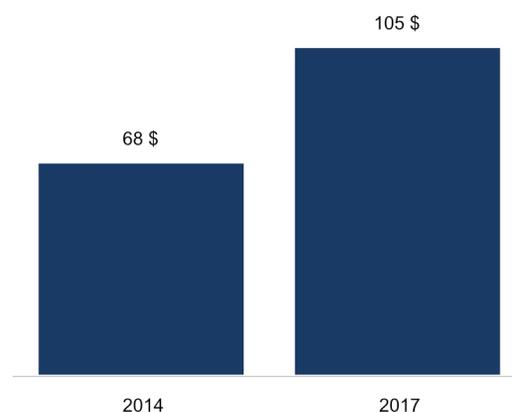
Flux de trésorerie disponibles prévus

Les Flux de trésorerie disponibles générés par ses activités d'exploitation et pouvant être distribués aux porteurs d'actions ordinaires et être réinvestis pour financer sa croissance représentent un autre indicateur de rendement clé pour la Société. Elle prévoit qu'une fois les cinq Projets en développement actuels mis en service, elle générera des Flux de trésorerie disponibles de l'ordre de 105,0 M\$ en 2017, comparativement à 67,7 M\$ en 2014. Cette augmentation, qui représente un taux de croissance annuel composé de 16 % pour la période 2014-2017, tiendra compte des flux de trésorerie générés par les 38 Installations en exploitation de la Société à ce moment, une fois pris en compte les dépenses en immobilisations pour l'entretien, les remboursements prévus de capital sur la dette, les dividendes sur actions privilégiées et la partie des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle. L'augmentation des Flux de trésorerie disponibles par rapport aux prévisions initiales de 95,0 M\$ à compter de 2017 est attribuable principalement aux plans de remboursement plus favorables pour les dettes liées aux projets que la Société a obtenus au cours des derniers mois.

BAIIA ajusté (M\$)



Flux de trésorerie disponibles (M\$)



RAPPORT DE GESTION

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

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 juin 2015, la Société avait des participations dans 25 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits de 1,3 M\$ et 2,0 M\$ respectivement (1,4 M\$ et 1,8 M\$ respectivement en 2014, ce qui représente un apport de 1,9 % et 1,6 % respectivement (2,0 % et 1,6 % en 2014) aux produits consolidés de la Société pour ces périodes. La baisse de la production pendant ces périodes, comparativement aux mêmes périodes l'an dernier, a été partiellement contrebalancée par les prix de vente plus élevés en dollars canadiens.

Secteurs opérationnels

Au 30 juin 2015, la Société comptait quatre secteurs opérationnels : la production hydroélectrique, la production éolienne, la production solaire et l'aménagement des emplacements.

La Société, par l'entremise des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne et de la production solaire, vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques, éoliennes et solaires à des sociétés de services publics et à d'autres contreparties solvables. Par l'entremise du secteur de l'aménagement des emplacements, Innergex analyse les emplacements potentiels et aménage les installations hydroélectriques, éoliennes et solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables » des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. La Société évalue le rendement en fonction du BAIIA ajusté et comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à ceux de la production hydroélectrique, de la production éolienne ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

Les secteurs opérationnels de la Société exercent leurs activités en faisant appel à différentes équipes, car chaque secteur nécessite des compétences distinctes.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION Période de trois mois close le 30 juin 2015	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	718 980	171 835	13 357	—	904 172
Produits	50 874	13 687	5 610	—	70 171
Charges :					
Charges d'exploitation	8 458	2 473	169	—	11 100
Frais généraux et administratifs	1 977	955	42	752	3 726
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	1 930	1 930
BAIIA ajusté	40 439	10 259	5 399	(2 682)	53 415
Période de trois mois close le 30 juin 2014					
Production (MWh)	767 756	116 747	14 219	—	898 722
Produits	54 348	9 329	5 972	—	69 649
Charges :					
Charges d'exploitation	8 545	2 208	272	—	11 025
Frais généraux et administratifs	2 175	645	82	428	3 330
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	1 477	1 477
BAIIA ajusté	43 628	6 476	5 618	(1 905)	53 817

RAPPORT DE GESTION

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

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION					
Période de six mois close le 30 juin 2015	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	1 157 272	385 138	20 190	—	1 562 600
Produits	88 638	30 780	8 480	—	127 898
Charges :					
Charges d'exploitation	15 257	4 708	382	—	20 347
Frais généraux et administratifs	4 375	1 889	85	1 549	7 898
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	3 283	3 283
BAlIA ajusté	69 006	24 183	8 013	(4 832)	96 370
Période de six mois close le 30 juin 2014					
Production (MWh)	954 325	339 973	21 633	—	1 315 931
Produits	71 067	27 095	9 086	—	107 248
Charges :					
Charges d'exploitation	13 605	4 478	587	—	18 670
Frais généraux et administratifs	4 332	1 526	165	861	6 884
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	2 548	2 548
BAlIA ajusté	53 130	21 091	8 334	(3 409)	79 146

SOMMAIRE DES POSTES DE LA SITUATION FINANCIÈRE					
Au 30 juin 2015	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 713 877	342 849	120 081	745 835	2 922 642
Total du passif	1 234 053	223 139	110 442	834 906	2 402 540
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	1 790	329	—	119 734	121 853
Au 31 décembre 2014					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 752 495	352 723	120 957	489 840	2 716 015
Total du passif	1 241 530	238 450	111 814	561 996	2 153 790
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	123 185	549	161	223 405	347 300

Secteur de la production hydroélectrique

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, ce secteur a produit 88 % de la PMLT et a dégagé des produits de 50,9 M\$, comparativement à 98 % de la PMLT et à des produits de 54,3 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution de la production et la baisse correspondante des produits sont attribuables principalement aux débits d'eau moins élevés dans les six centrales détenues à 50 % d'Harrison Hydro Limited Partnership en Colombie-Britannique, qui ont plus que contrebalancé les débits d'eau plus élevés en Ontario et au Québec et l'apport de la centrale SM-1 acquise en juin 2014.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, ce secteur a produit 102 % de la PMLT et a dégagé des produits de 88,6 M\$, comparativement à 90 % de la PMLT et à des produits de 71,1 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de la production et la hausse correspondante des produits sont attribuables principalement aux débits d'eau plus élevés en Colombie-Britannique et à l'apport de la centrale SM-1 acquise en juin 2014.

L'actif total a diminué depuis le 31 décembre 2014, en raison principalement de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a diminué depuis le 31 décembre 2014, en raison principalement du remboursement prévu de la dette à long terme.

RAPPORT DE GESTION

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

Secteur de la production éolienne

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, le secteur de la production éolienne a produit 120 % de la PMLT et a dégagé des produits de 13,7 M\$, comparativement à 82 % de la PMLT et à des produits de 9,3 M\$ pour la même période l'an dernier. Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, le secteur de la production éolienne a produit 108 % de la PMLT et a dégagé des produits de 30,8 M\$, comparativement à 95 % de la PMLT et à des produits de 27,1 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de la production et la hausse correspondante des produits sont attribuables principalement aux régimes éoliens plus élevés.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2014 est principalement attribuable à l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2014 est attribuable surtout au remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production solaire

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, ce secteur a produit 107 % de la PMLT et a dégagé des produits de 5,6 M\$, comparativement à 113 % de la PMLT et à des produits de 6,0 M\$ pour la même période l'an dernier. Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, ce secteur a produit 102 % de la PMLT et a dégagé des produits de 8,5 M\$, comparativement à 109 % de la PMLT et à des produits de 9,1 M\$ pour la même période l'an dernier. La diminution de la production et la baisse correspondante des produits sont attribuables principalement au régime solaire moins élevés par rapport aux mêmes périodes l'an dernier.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2014 est attribuable principalement à l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2014 est attribuable principalement au remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de l'aménagement d'emplacements

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, les frais d'aménagement d'emplacements se sont établis à 2,7 M\$ et 4,8 M\$ respectivement, comparativement à 1,9 M\$ et 3,4 M\$ respectivement en 2014. L'augmentation est attribuable principalement aux charges liées aux Projets potentiels engagées aux fins de la progression de plusieurs Projets potentiels, de l'appel d'offres en cours en Ontario et de l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux.

La hausse du total de l'actif depuis le 31 décembre 2014 découle principalement des paiements engagés aux fins des coûts de construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n, ainsi que de l'augmentation des liquidités soumises à restrictions faisant suite à l'ajout d'une partie du financement reçu à partir des dettes liées aux projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek.

La hausse du total du passif depuis le 31 décembre 2014 est attribuable principalement à l'ajout d'une partie du financement des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek et aux prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif aux fins du paiement des travaux de construction du projet Mesgi'g Ugju's'n, partiellement contrebalancés par les remboursements sur la facilité à terme de crédit rotatif effectués au moyen d'une partie du produit du financement des projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek, afin de rembourser les capitaux propres excédentaires investis dans ces projets par la Société.

RAPPORT DE GESTION

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

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014
Production (MWh)	904 172	658 427	819 903	826 617
Produits	70,2	57,7	68,2	66,4
BAIIA ajusté	53,4	43,0	48,7	51,7
Profit net latent (perte nette latente) sur instruments financiers dérivés	43,1	12,0	(49,6)	(6,9)
Bénéfice net (perte nette)	22,5	(37,8)	(27,6)	(4,5)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	22,8	(29,1)	(18,9)	(0,7)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base)	0,21	(0,31)	(0,21)	(0,02)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	15,7	15,7	15,1	15,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,155	0,155	0,150	0,150

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	30 juin 2014	31 mars 2014	31 déc. 2013	30 sept. 2013
Production (MWh)	898 722	417 209	496 613	706 495
Produits	69,6	37,6	41,4	58,0
BAIIA ajusté	53,8	25,3	25,6	46,7
(Perte nette latente) profit net latent sur instruments financiers dérivés	(29,1)	(36,0)	11,7	2,4
(Perte nette) bénéfice net	(14,2)	(38,1)	3,4	11,1
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(7,8)	(27,4)	6,3	10,8
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base)	(0,10)	(0,30)	0,05	0,09
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	15,0	14,4	13,9	13,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,150	0,150	0,145	0,145

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 77 % 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, l'élément qui engendre les fluctuations les plus importantes du résultat net est la variation de la valeur marchande des instruments financiers dérivés. L'analyse historique du résultat net doit donc tenir compte de ce facteur. Il est important de rappeler que les variations de la valeur marchande des instruments financiers dérivés découlent des mouvements des taux d'intérêt 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.

RAPPORT DE GESTION

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

PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

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

Production d'électricité

Périodes de trois mois closes le 30 juin	2015				2014			
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²
Umbata Falls	47 244	37 823	125 %	84,86	42 310	37 823	112 %	84,56
Viger-Denonville	18 634	15 450	121 %	149,13	14 081	15 450	91 %	148,55

Périodes de six mois closes le 30 juin	2015				2014			
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²
Umbata Falls	69 346	54 750	127 %	84,83	61 083	54 750	112 %	84,32
Viger-Denonville	44 085	35 750	123 %	149,13	37 366	35 750	105 %	148,55

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

2. Incluant les paiements reçus du programme EcoÉNERGIE pour Umbata Falls.

Umbata Falls, L.P.

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

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits	4 009	3 578	5 883	5 150
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	219	222	394	413
BAlIA ajusté	3 790	3 356	5 489	4 737
Charges financières	678	610	1 271	1 221
Autres produits, montant net	(13)	(9)	(21)	(21)
Amortissements	1 004	1 003	2 011	2 007
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(1 589)	641	409	2 140
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	3 710	1 111	1 819	(610)

Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, la production s'est établie à 125 % et 127 % respectivement de la PMLT, en raison principalement des débits d'eau supérieurs à la moyenne. L'augmentation du BAlIA ajusté est surtout attribuable aux niveaux de production supérieurs par rapport aux mêmes périodes l'an dernier. La hausse du bénéfice net s'explique par un profit net latent sur instruments financiers dérivés pour la période de trois mois, par rapport à une perte nette latente pour la même période l'an dernier et une perte nette latente moins élevée sur instruments financiers dérivés pour la période de six mois par rapport à la période correspondante l'an dernier. Ces deux éléments découlent de l'augmentation des taux d'intérêt de référence au deuxième trimestre.

RAPPORT DE GESTION

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

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

	Au	30 juin 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		4 045	4 229
Actifs non courants		70 306	72 116
Passifs courants		3 479	46 824
Passifs non courants		48 764	5 749
Capitaux propres		22 108	23 772

La réduction des capitaux propres au 30 juin 2015 découle d'une distribution de 3,5 M\$, partiellement contrebalancée par la comptabilisation du bénéfice net pour la période de six mois. La diminution des passifs courants et l'augmentation correspondante des passifs non courants découlent du refinancement fructueux de la centrale le 30 mars 2015 au moyen d'un prêt à terme de 46,0 M\$ échéant en 2020 et remboursable sur une période de 18 ans se terminant en 2033. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge de crédit applicable. Au 30 juin 2015, le prêt portait intérêt à un taux effectif de 5,5 %. 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 de Dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt de 45,2 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur la totalité du prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative de 7,3 M\$ au 30 juin 2015 (valeur négative de 6,9 M\$ au 31 décembre 2014).

Viger-Denonville, s.e.c.

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

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits	2 779	2 092	6 575	5 551
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	470	424	959	965
BAlIA ajusté	2 309	1 668	5 616	4 586
Charges financières	908	829	1 828	1 668
Autres produits, montant net	(13)	(10)	(31)	(16)
Amortissements	728	835	1 458	1 671
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(79)	693	2 028	2 250
Bénéfice net (perte nette)	765	(679)	333	(987)
Autres éléments du résultat global	1 390	—	1 390	—
Total du résultat global	2 155	(679)	1 723	(987)

Pour les périodes de trois et de six mois closes le juin 30, 2015, la production s'est établie à 121 % et 123 % respectivement de la PMLT, en raison des régimes de vent supérieurs à la moyenne. L'augmentation du BAlIA ajusté est principalement attribuable aux niveaux de production supérieurs par rapport aux mêmes périodes l'an dernier.

Depuis le 1^{er} avril 2015, la Société utilise la comptabilité de couverture dans le traitement des Dérivés existants utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur la dette liée au projet Viger-Denonville, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces Dérivés pendant une période donnée. En vertu de la comptabilité de couverture, la plupart des profits latents ou des pertes latentes sur les Dérivés qui découlent d'une diminution ou d'une augmentation du taux d'intérêt de référence seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

RAPPORT DE GESTION

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

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

	Au	30 juin 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		2 602	5 960
Actifs non courants		60 866	62 452
Passifs courants		4 271	4 002
Passifs non courants		57 353	58 588
Capitaux propres		1 844	5 822

La réduction des capitaux propres au 30 juin 2015 découle principalement d'une distribution de 5,7 M\$, partiellement contrebalancée par la comptabilisation d'un résultat global positif pour la période de six mois. En outre, 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 de Dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt amortissable de 55,3 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Viger-Denonville avait une valeur négative nette de 5,3 M\$ au 30 juin 2015 (valeur négative de 4,7 M\$ au 31 décembre 2014).

RAPPORT DE GESTION

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

FILIALES NON ENTIÈREMENT DÉTENUES

L'information financière relative à chacune des filiales de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle importantes est résumée ci-après, avant les éliminations intragroupe.

Harrison Hydro Limited Partnership (« Harrison Hydro L.P. ») et ses filiales

La Société détient une participation de 50,01 % dans Harrison Hydro Limited Partnership, qui a des participations dans six centrales hydroélectriques : Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Harrison Hydro L.P.

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits	12 238	19 308	25 556	23 706
BAlIA ajusté	9 551	16 002	20 457	18 206
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(4 646)	561	89	(8 011)
(Perte nette) bénéfice net et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	(2 481)	134	(256)	(4 294)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 165)	427	345	(3 717)
	(4 646)	561	89	(8 011)

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, la diminution des produits et du BAlIA ajusté et la comptabilisation d'une perte nette sont attribuables principalement aux niveaux de production moins élevés par rapport à la même période l'an dernier et par rapport à la PMLT.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, l'augmentation des produits et du BAlIA ajusté est attribuable principalement aux niveaux de production légèrement plus élevés par rapport à la même période l'an dernier. Le bénéfice net est également attribuable aux intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel nettement inférieurs de 0,7 M\$ pour la période de six mois, comparativement à 5,1 M\$ en 2014, en raison de la déflation au premier trimestre de 2015.

Sommaire des états de la situation financière - Harrison Hydro L.P.

	Au	30 juin 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		24 897	31 079
Actifs non courants		639 363	646 421
Passifs courants		18 340	19 582
Passifs non courants		461 016	462 609
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		112 824	118 325
Participations ne donnant pas le contrôle		72 080	76 984

La diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires s'explique principalement par une distribution de 10,5 M\$ à la Société et à ses partenaires au premier trimestre.

RAPPORT DE GESTION

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

Creek Power Inc. et ses filiales

La Société détient une participation de 66 2/3 % dans Creek Power Inc., qui a des participations dans la centrale hydroélectrique Fitzsimmons Creek et les Projets en développement Upper Lillooet River et Boulder Creek. Pour un complément d'information sur ces projets, se reporter à la rubrique « Projets en développement ».

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Creek Power Inc.

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits	995	839	1 599	842
BAlIA ajusté	375	435	562	(54)
Perte nette	(1 079)	(9 184)	(16 847)	(22 682)
Autres éléments du résultat global	587	—	587	—
Total du résultat global	(492)	(9 184)	(16 260)	(22 682)
Perte nette attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(709)	(6 105)	(11 226)	(15 099)
Participation ne donnant pas le contrôle	(370)	(3 079)	(5 621)	(7 583)
	(1 079)	(9 184)	(16 847)	(22 682)
Total du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(318)	(6 105)	(10 835)	(15 099)
Participation ne donnant pas le contrôle	(174)	(3 079)	(5 425)	(7 583)
	(492)	(9 184)	(16 260)	(22 682)

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, la perte nette inférieure est attribuable principalement à une augmentation des taux d'intérêt de référence par rapport à une diminution pour la même période l'an dernier. Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, la perte nette tient compte d'une perte réalisée sur Dérivés de 68,0 M\$ découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek et Upper Lillooet River à la clôture du financement de ces projets le 17 mars, partiellement contrebalancé par un profit latent sur Dérivés découlant du renversement de pertes latentes comptabilisées au 31 décembre 2014 au règlement de ces contrats à terme sur obligations. Pour la même période l'an dernier, la perte nette était attribuable principalement à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence.

Depuis le 1^{er} avril 2015, la Société utilise la comptabilité de couverture dans le traitement des Dérivés existants utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur la dette liée à ses projets, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces Dérivés pendant une période donnée. En vertu de la comptabilité de couverture, la plupart des profits latents ou des pertes latentes sur les Dérivés qui découlent d'une diminution ou d'une augmentation du taux d'intérêt de référence seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

Sommaire des états de la situation financière - Creek Power Inc.

	Au	30 juin 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		128 457	8 707
Actifs non courants		269 639	218 832
Passifs courants		33 480	78 882
Passifs non courants		436 603	204 384
Déficit attribuable aux propriétaires		(51 766)	(40 931)
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)		(20 221)	(14 796)

L'augmentation des actifs non courants s'explique principalement par les dépenses de construction pour les projets Upper Lillooet River et Boulder Creek. La hausse de l'actif courant est attribuable essentiellement à l'augmentation des liquidités soumises à restrictions provenant du produit non utilisé du financement de projet clos le 17 mars. La diminution du passif courant est attribuable au règlement des contrats à terme sur obligations expliqué ci-après. L'augmentation du déficit attribuable

RAPPORT DE GESTION

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

aux propriétaires et la valeur négative des participations ne donnant pas le contrôle sont attribuables principalement à la comptabilisation d'une perte nette pour la période de six mois. 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, comprenant trois tranches et portant des taux d'intérêt de 4,22 % et 4,46 % (taux fixe moyen pondéré de 4,36 %). Parallèlement à la conclusion du financement, la Société a réglé les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer au préalable le taux d'intérêt sur la dette et ainsi protéger le rendement prévu des projets, ce qui a donné lieu à une perte réalisée de 68,0 M\$ sur instruments financiers dérivés. Le taux d'intérêt fixe équivalent sur les prêts est de 5,66 % environ, soit bien à l'intérieur des paramètres du modèle économique de ces projets. Au 30 juin 2015, un produit de 322,4 M\$ sur le financement de projet de 491,6 M\$ avait été reçu.

Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

La Société détient une participation de 50,0 % dans Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, qui possède la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek.

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits	5 884	4 767	7 746	5 143
BALIA ajusté	4 611	3 885	5 702	3 732
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	276	(1 564)	(3 019)	(5 488)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	193	(684)	(1 400)	(2 578)
Participation ne donnant pas le contrôle	83	(880)	(1 619)	(2 910)
	276	(1 564)	(3 019)	(5 488)

Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, l'augmentation des produits et du BALIA ajusté est attribuable principalement aux niveaux de production plus élevés par rapport aux mêmes périodes l'an dernier. Le bénéfice net peu élevé pour la période de trois mois et la perte nette pour la période de six mois sont surtout attribuables à la passation en charges des distributions sur les unités privilégiées détenues par la Société et à l'intérêt sur les emprunts à terme subordonnés détenus par le partenaire de la Société.

Sommaire des états de la situation financière - Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

	Au	30 juin 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		6 588	28 098
Actifs non courants		180 212	177 749
Passifs courants		9 328	8 362
Passifs non courants		196 405	213 399
Déficit attribuable aux propriétaires		(9 328)	(7 928)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(9 605)	(7 986)

L'augmentation du déficit attribuable aux propriétaires et du déficit lié aux participations ne donnant pas le contrôle est attribuable principalement à la comptabilisation d'une perte nette pour la période de six mois.

RAPPORT DE GESTION

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

Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. (« Mesgi'g Ugju's'n »)

La Société détient une participation de 50 % dans Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., qui possède le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n. Pour un complément d'information sur ce projet, se reporter à la rubrique « Projets en développement ». La filiale Mesgi'g Ugju's'n est entrée en exploitation le 21 mars 2014.

Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global - Mesgi'g Ugju's'n

	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Période de six mois close le 30 juin 2015	Période de 102 jours close le 30 juin 2014
	2015	2014		
Produits	—	—	—	—
BAlIA ajusté	—	—	(1)	—
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	7 018	(5 795)	(4 614)	(5 674)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	4 280	(2 992)	(3 066)	(2 871)
Participation ne donnant pas le contrôle	2 738	(2 803)	(1 548)	(2 803)
	7 018	(5 795)	(4 614)	(5 674)

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, la comptabilisation d'un bénéfice net est attribuable principalement à un profit net latent sur Dérivés découlant de l'augmentation des taux d'intérêt de référence pendant le trimestre, comparativement à une perte nette latente sur Dérivés découlant de la diminution des taux de référence pendant la même période l'an dernier. De plus, une perte de 3,2 M\$ a été réalisée au règlement du contrat de change à terme pour Mesgi'g Ugju's'n utilisé pour fixer le taux de change sur les achats prévus d'équipement pour le projet. Parallèlement, le taux de change pour la composante en euros du contrat d'approvisionnement en turbines a été fixé, donnant lieu à un profit réalisé qui contrebalance la perte réalisée sur le contrat de change à terme, et qui élimine toute exposition à l'euro.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, la comptabilisation d'une perte nette est attribuable principalement à une perte nette latente sur Dérivés découlant de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le début de l'année.

Sommaire de l'état de la situation financière - Mesgi'g Ugju's'n

	Au	30 juin 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		2 653	4 907
Actifs non courants		38 014	11 807
Passifs courants		24 119	21 688
Passifs non courants		17 201	1 140
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires		6 154	(855)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(6 807)	(5 259)

Les passifs courants tiennent compte des instruments financiers dérivés conclus pour fixer le taux d'intérêt sur la dette liée au projet Mesgi'g Ugju's'n jusqu'à la clôture du financement. L'augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires s'explique principalement par un investissement en capitaux propres de 10,1 M\$ fait par la Société pour financer les activités de construction du projet, partiellement contrebalancé par la comptabilisation d'une perte nette pour la période de six mois, qui explique également l'augmentation du déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

RAPPORT DE GESTION

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

Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (« Société en commandite SM-1 »)

Depuis le 20 juin 2014, la Société détient 50,01 % des unités ordinaires et la totalité des unités privilégiées de la Société en commandite SM-1, qui possède la centrale hydroélectrique SM-1.

Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global - Société en commandite SM-1

	Période de trois mois close le 30 juin 2015	Période de 11 jours close le 30 juin 2014	Période de six mois close le 30 juin 2015	Période de 11 jours close le 30 juin 2014
Produits	2 419	283	6 287	283
BAlIA ajusté	1 921	249	5 049	249
Perte nette et résultat global	(1 133)	(52)	(1 009)	(52)
Perte nette et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	(567)	(26)	(505)	(26)
Participation ne donnant pas le contrôle	(566)	(26)	(504)	(26)
	(1 133)	(52)	(1 009)	(52)

Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, les produits et le BAlIA ajusté tiennent compte des activités de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014. La comptabilisation d'une perte nette est surtout attribuable à la passation en charges des distributions sur les unités privilégiées détenues par la Société et à l'intérêt sur les débetures détenues par le partenaire de la Société.

Sommaire de l'état de la situation financière - Société en commandite SM-1

	Au	30 juin 2015	31 décembre 2014
Actifs courants		1 539	2 286
Actifs non courants		136 743	138 217
Passifs courants		5 072	6 283
Passifs non courants		120 484	120 485
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		14 606	15 111
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(1 880)	(1 376)

RAPPORT DE GESTION

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

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

IFRS nouvelles et révisées publiées, mais non encore en vigueur

IAS 1 – Présentation des états financiers

L'IASB a publié Initiative concernant les informations à fournir (modifications d'IAS 1), qui porte sur des préoccupations formulées à l'égard de certaines exigences existantes en matière de présentation et d'informations à fournir figurant dans IAS 1 et qui fait en sorte que les entités puissent exercer une part de jugement au moment d'appliquer ces exigences. En outre, les modifications précisent les exigences relatives aux autres éléments du résultat global. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 et l'application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

IAS 16 et IAS 38 – Éclaircissements sur les modes d'amortissement acceptables

En vertu des modifications apportées à IAS 16, les entités ne peuvent pas appliquer un mode d'amortissement fondé sur les produits aux éléments des immobilisations corporelles. Les modifications d'IAS 38 introduisent une présomption réfutable selon laquelle les produits ne constituent pas une base appropriée pour l'amortissement d'une immobilisation incorporelle. Cette présomption ne peut être réfutée que dans les deux circonstances limitées suivantes :

- a) lorsque l'immobilisation incorporelle est exprimée selon une mesure des produits;
- b) lorsqu'il peut être démontré qu'il existe une forte corrélation entre les produits et la consommation des avantages économiques liés à l'immobilisation incorporelle.

Ces modifications doivent être appliquées de manière prospective pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016. La Société évalue actuellement l'incidence de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Le projet hydroélectrique Upper Lillooet atteint par un feu de forêt

Le 6 juillet 2015, la Société a annoncé que le chantier de construction de son projet Upper Lillooet Hydro (« ULHP ») en Colombie-Britannique avait été atteint par un feu de forêt. Le feu dénommé « Boulder Creek » a été déclenché par la foudre le 30 juin et s'est rapidement propagé sur quelque 5 000 hectares, balayant la région du chantier de construction le 5 juillet. Il s'agit d'un des nombreux feux de forêt actifs en Colombie-Britannique, à la suite de conditions climatiques particulièrement chaudes et sèches.

Le 4 juillet 2015, tout le personnel a été évacué de manière sécuritaire du chantier de construction d'ULHP à la suite du feu de forêt. Le chantier fait présentement l'objet d'une ordonnance d'accès restreint du service de feux de forêt de la province. Depuis l'évacuation, la Société et les entrepreneurs ont eu un accès limité au site et n'ont pas été en mesure de faire une évaluation complète des dommages potentiels aux projets Upper Lillooet River et Boulder Creek. Néanmoins, le feu ne semble pas avoir atteint les zones où sont situées les principales infrastructures, à l'exception d'une partie de la ligne de transport qui relie les deux centrales. En date du présent rapport de gestion, l'équipe de gestion du projet et les entrepreneurs travaillaient de concert avec le service de feux de forêt de la province pour déterminer les zones sécuritaires en vue d'une éventuelle reprise des activités de construction au cours des prochaines semaines. La priorité a été d'effectuer, par l'entremise de professionnels qualifiés, des tests préliminaires de qualité de l'air et des évaluations des risques géologiques et d'arbres présentant un danger. Le service de feux de forêt utilise également le chantier de construction comme base pour ses activités de lutte contre les incendies dans la région.

Le projet ULHP est assuré contre ce type de catastrophe naturelle, à la fois pour les dommages et les retards subis. Le processus visant à évaluer les dommages, à modifier l'échéancier des travaux et la date de mise en service prévue et à traiter les demandes de règlement d'assurance est commencé. Il faudra cependant du temps pour le mener à terme. La Société s'attend à être indemnisée et ne prévoit pas subir de conséquences financières défavorables importantes à la suite du feu de forêt.

RAPPORT DE GESTION

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

Placement de 100 M\$ de débentures convertibles à 4,25 % et avis de rachat des débentures convertibles à 5,75 % en circulation

Le 20 juillet 2015, la Société a annoncé le placement par voie de prise ferme de 100,0 M\$ de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 4,25 % et venant à échéance le 31 août 2020. Les débentures seront convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d' Innergex à un prix de conversion de 15,00 \$ par action, correspondant à un taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires pour chaque tranche de capital de 1 000 \$ de débentures.

La Société a également diffusé un avis de rachat de la totalité de ses débentures subordonnées non garanties convertibles à 5,75 % venant à échéance le 30 avril 2017 émises et en circulation en date du 20 août 2015. Jusqu'à cette date exclusivement, les détenteurs des débentures convertibles à 5,75 % ont le droit de les convertir en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 10,65 \$ par action ordinaire.

Le produit net du placement des débentures convertibles à 4,25 % sera affecté initialement à la réduction de l'endettement existant de la Société aux termes de sa facilité à terme de crédit rotatif. Les fonds disponibles en vertu de la facilité de crédit à terme de crédit rotatif pourront ensuite être utilisés pour financer le rachat, le cas échéant, de la totalité des débentures convertibles à 5,75 % en circulation le 20 août 2015, ainsi que pour financer des projets d'acquisition, des projets de développement et/ou aux fins générales de la Société.

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

En raison des conditions de marché actuelles, la Société a décidé d'éliminer l'escompte de 2,5 % applicable au prix d'achat des actions émises à l'intention des actionnaires qui participent au RRD. Par conséquent, les actions achetées aux termes du RRD demeureront des actions nouvellement émises, et le prix continuera d'être fixé au cours moyen pondéré des actions ordinaires à la Bourse de Toronto pendant les cinq (5) jours ouvrables précédant immédiatement la date de versement de dividendes. Cette modification est entrée en vigueur le 5 août 2015. Toute décision de la Société destinée à modifier la méthode d'achat des actions ou l'escompte accordé sur le prix d'achat des actions nouvellement émises sera annoncée par voie de communiqué.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

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

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2015	2014	2015	2014
Produits		70 171	69 649	127 898	107 248
Charges					
Charges d'exploitation	4	11 100	11 025	20 347	18 670
Frais généraux et administratifs		3 726	3 330	7 898	6 884
Charges liées aux projets potentiels		1 930	1 477	3 283	2 548
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges (produits), quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		53 415	53 817	96 370	79 146
Charges financières	5	24 540	24 469	40 957	44 133
Autres charges (produits), montant net	6	24 065	(739)	92 479	(912)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		4 810	30 087	(37 066)	35 925
Amortissement des immobilisations corporelles	4, 11	13 241	13 679	26 498	27 338
Amortissement des immobilisations incorporelles	4	5 540	5 252	11 080	10 440
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises	7	(2 200)	(204)	(1 056)	792
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés	8	(43 096)	29 147	(55 081)	65 177
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		31 325	(17 787)	(18 507)	(67 822)
Charge (économie) d'impôt					
Exigible		879	845	1 630	1 596
Différée		7 940	(4 443)	(4 833)	(17 124)
		8 819	(3 598)	(3 203)	(15 528)
Bénéfice net (perte nette)		22 506	(14 189)	(15 304)	(52 294)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		22 808	(7 835)	(6 336)	(35 254)
Participations ne donnant pas le contrôle		(302)	(6 354)	(8 968)	(17 040)
		22 506	(14 189)	(15 304)	(52 294)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	9	101 235	96 513	101 071	96 172
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (en \$)	9	0,21	(0,10)	(0,10)	(0,40)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	9	109 038	104 273	108 946	103 910
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (en \$)	9	0,20	(0,10)	(0,10)	(0,40)

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) (non audités)

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2015	2014	2015	2014
Bénéfice net (perte nette)		22 506	(14 189)	(15 304)	(52 294)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :	14				
(Perte) profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes		(114)	(238)	624	3
Impôt différé connexe		15	31	(82)	(1)
Profit (perte) de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes		133	247	(620)	3
Impôt différé connexe		(17)	(32)	82	—
Variation de la juste valeur des instruments de couverture		10 060	—	8 265	—
Impôt différé connexe		(2 652)	—	(2 179)	—
Quote-part de la coentreprise dans la variation de la juste valeur des instruments de couverture		695	—	695	—
Impôt différé connexe		(183)	—	(183)	—
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation de la juste valeur des instruments de couverture		264	—	264	—
Impôt différé connexe		(68)	—	(68)	—
Autres éléments du résultat global		8 133	8	6 798	5
Total du résultat global		30 639	(14 181)	(8 506)	(52 289)
Autres éléments du résultat global attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		7 937	8	6 602	5
Participations ne donnant pas le contrôle		196	—	196	—
		8 133	8	6 798	5
Total du résultat global attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		30 745	(7 827)	266	(35 249)
Participations ne donnant pas le contrôle		(106)	(6 354)	(8 772)	(17 040)
		30 639	(14 181)	(8 506)	(52 289)

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) (non audités)

		Au 30 juin 2015	Au 31 décembre 2014
Actif	Notes		
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		44 964	54 609
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	10	179 141	85 807
Débiteurs		46 069	35 271
Comptes de réserve		786	651
Actifs d'impôt exigible		106	93
Instruments financiers dérivés	8	1 307	2 948
Charges payées d'avance et autres		5 966	5 269
		278 339	184 648
Comptes de réserve		43 527	40 684
Immobilisations corporelles	11	2 019 090	1 895 789
Immobilisations incorporelles		482 929	487 312
Frais de développement de projets		52 284	61 020
Participations dans des coentreprises	7	11 732	14 536
Instruments financiers dérivés	8	3 372	3 968
Actifs d'impôt différé		16 937	14 025
Goodwill		8 269	8 269
Autres actifs non courants		6 163	5 764
		2 922 642	2 716 015

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) (non audités)

		Au 30 juin 2015	Au 31 décembre 2014
	Notes		
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		17 478	16 882
Fournisseurs et autres créditeurs		84 229	45 607
Passifs d'impôt exigible		1 207	1 408
Instruments financiers dérivés	8	36 805	104 095
Tranche à court terme de la dette à long terme		35 142	33 799
Tranche à court terme des autres passifs		366	244
		175 227	202 035
Retenues de garantie au titre de la construction			
Retenues de garantie au titre de la construction		272	10 818
Instruments financiers dérivés	8	50 659	48 669
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme		16 929	25 339
Dette à long terme	12	1 901 760	1 610 800
Autres passifs		15 743	13 808
Composante passif des débentures convertibles	13	79 220	80 018
Passifs d'impôt différé		162 730	162 303
		2 402 540	2 153 790
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires	13	68 762	62 224
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires		784 482	784 482
Actions privilégiées		131 069	131 069
Paiement fondé sur des actions		2 089	2 050
Composante capitaux propres des débentures convertibles		1 319	1 340
Déficit		(507 596)	(466 336)
Cumul des autres éléments du résultat global	14	6 587	(15)
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		486 712	514 814
Participations ne donnant pas le contrôle		33 390	47 411
Total des capitaux propres		520 102	562 225
		2 922 642	2 716 015

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) (non audités)

Période de six mois close le 30 juin 2015	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participa- tions ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 2015	100 672	62 224	784 482	131 069	2 050	1 340	(466 336)	(15)	514 814	47 411	562 225
Perte nette							(6 336)		(6 336)	(8 968)	(15 304)
Autres éléments du résultat global								6 602	6 602	196	6 798
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(6 336)	6 602	266	(8 772)	(8 506)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	466	5 154							5 154		5 154
Paiement fondé sur des actions					107				107		107
Exercice d'options sur actions	45	462			(68)				394		394
Conversion de déventures convertibles en actions ordinaires	86	922				(21)			901		901
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(5 249)	(5 249)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(31 361)		(31 361)		(31 361)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(3 563)		(3 563)		(3 563)
Solde au 30 juin 2015	101 269	68 762	784 482	131 069	2 089	1 319	(507 596)	6 587	486 712	33 390	520 102

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) (non audités)

Période de six mois close le 30 juin 2014	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participa- tions ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 2014	95 655	10 374	784 482	131 069	1 806	1 340	(344 809)	244	584 506	81 429	665 935
Perte nette							(35 254)		(35 254)	(17 040)	(52 294)
Autres éléments du résultat global								5	5		5
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(35 254)	5	(35 249)	(17 040)	(52 289)
Actions ordinaires émises le 20 juin 2014 dans le cadre d'un placement privé	4 027	41 720							41 720		41 720
Frais d'émission		(11)							(11)		(11)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	404	4 199							4 199		4 199
Paiement fondé sur des actions					131				131		131
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(6 798)	(6 798)
Placements provenant de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	2 305	2 305
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(29 392)		(29 392)		(29 392)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(3 563)		(3 563)		(3 563)
Solde au 30 juin 2014	100 086	56 282	784 482	131 069	1 937	1 340	(413 018)	249	562 341	59 896	622 237

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) (non audités)

		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2015	2014
	Notes		
Activités d'exploitation			
Perte nette		(15 304)	(52 294)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles	11	26 498	27 338
Amortissement des immobilisations incorporelles		11 080	10 440
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises		(1 056)	792
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		(55 081)	65 177
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	685	5 093
Amortissement des frais de financement	5	388	498
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débentures convertibles	5	277	770
Charges de désactualisation des autres passifs	5	310	316
Paiement fondé sur des actions		107	131
Impôt différé		(4 833)	(17 124)
Incidence de la variation des taux de change		324	19
Autres		(30)	284
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	5	38 871	37 084
Intérêts versés		(37 009)	(36 759)
Distributions reçues des coentreprises		4 556	1 504
Charge d'impôt exigible		1 630	1 596
Impôt sur le résultat payé, montant net		(1 878)	(2 493)
		(30 465)	42 372
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	15	(1 180)	(22 715)
		(31 645)	19 657
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(25 611)	(24 050)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(3 562)	(3 562)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(5 249)	—
Augmentation de la dette à long terme		686 911	131 166
Remboursement de la dette à long terme		(389 246)	(71 639)
Paiement des frais de financement différés		(8 134)	(157)
Paiement d'autres passifs		—	(113)
Paiement des frais d'émission d'actions ordinaires et d'actions privilégiées		—	(11)
Produit de l'exercice d'options sur actions		394	—
		255 503	31 634

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) (non audités)

	Notes	Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2015	2014
Activités d'investissement			
Acquisitions d'entreprises		—	(37 901)
(Augmentation) diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		(93 334)	22 751
Fonds nets (investis dans les) prélevés des comptes de réserve		(2 923)	1 715
Ajouts aux immobilisations corporelles		(108 005)	(58 273)
Ajouts aux frais de développement de projets		(29 104)	(15 494)
Prélèvements des coentreprises		—	2 259
Investissement de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		—	5
(Ajouts aux) réductions des autres actifs non courants		(399)	26 868
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		29	48
		(233 736)	(58 022)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		233	(20)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(9 645)	(6 751)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période		54 609	34 267
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période		44 964	27 516
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		27 904	19 478
Placements à court terme		17 060	8 038
		44 964	27 516

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 15.

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

NOTES ANNEXES

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

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (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 1111, rue Saint-Charles Ouest, tour Est, bureau 1255, Longueuil (Québec) J4K 5G4, Canada.

Les présents états financiers consolidés résumés non audités ont été approuvés par le conseil d'administration le 5 août 2015.

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 des 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 les principales méthodes comptables du plus récent rapport annuel de la Société.

2. APPLICATION DES NOUVELLES IFRS ET DES IFRS RÉVISÉES

Nouvelles IFRS et IFRS révisées publiées, mais non encore entrées en vigueur

IAS 1 – Présentation des états financiers

L'IASB a publié Initiative concernant les informations à fournir (modifications d'IAS 1), qui porte sur des préoccupations formulées à l'égard de certaines exigences existantes en matière de présentation et d'informations à fournir figurant dans IAS 1 et qui fait en sorte que les entités puissent exercer une part de jugement au moment d'appliquer ces exigences. En outre, les modifications précisent les exigences relatives aux autres éléments du résultat global. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 et l'application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

IAS 16 et IAS 38 – Éclaircissements sur les modes d'amortissement acceptables

En vertu des modifications apportées à IAS 16, les entités ne peuvent pas appliquer un mode d'amortissement fondé sur les produits aux éléments des immobilisations corporelles. Les modifications d'IAS 38 introduisent une présomption réfutable selon laquelle les produits ne constituent pas une base appropriée pour l'amortissement d'une immobilisation incorporelle. Cette présomption ne peut être réfutée que dans les deux circonstances limitées suivantes :

- a) lorsque l'immobilisation incorporelle est exprimée selon une mesure des produits;
- b) lorsqu'il peut être démontré qu'il existe une forte corrélation entre les produits et la consommation des avantages économiques liés à l'immobilisation incorporelle.

Ces modifications doivent être appliquées de manière prospective pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016. La Société évalue actuellement l'incidence de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

NOTES ANNEXES

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

3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

3.1 Acquisition des actifs de Sainte-Marguerite-1

La répartition du prix d'achat de l'acquisition de Sainte-Marguerite-1 a été finalisée au premier trimestre de 2015. Le tableau suivant reflète la répartition finale du prix d'achat :

	Répartition initiale du prix d'achat	Ajustements subséquents	Répartition finale du prix d'achat
Compte de réserve	259	—	259
Immobilisations corporelles	115 470	(6 591)	108 879
Immobilisations incorporelles	18 807	6 591	25 398
Passifs courants	(506)	—	(506)
Dette à long terme	(37 455)	—	(37 455)
Passifs d'impôt différé	(16 487)	—	(16 487)
Actifs nets acquis	80 088	—	80 088

4. CHARGES D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Salaires	1 075	943	2 048	1 731
Assurances	626	591	1 279	1 158
Exploitation et entretien	4 860	4 370	8 645	7 772
Impôts fonciers et redevances	4 539	5 121	8 375	8 009
	11 100	11 025	20 347	18 670

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

5. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	19 469	18 656	38 871	37 084
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	4 327	4 861	685	5 093
Amortissement des frais de financement	197	242	388	498
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	146	376	277	770
Charges de désactualisation des autres passifs	151	161	310	316
Autres	250	173	426	372
	24 540	24 469	40 957	44 133

NOTES ANNEXES

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

6. AUTRES CHARGES (PRODUITS), MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Coûts de transaction	—	258	—	258
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	24 527	—	92 574	—
(Profit) perte de change réalisé(e)	(100)	(223)	561	33
Autres produits, montant net	(362)	(774)	(656)	(1 203)
	24 065	(739)	92 479	(912)

Au cours du premier trimestre de 2015, la Société a mis fin à ses contrats à terme sur obligations de 170 000 \$ liés au projet Upper Lillooet et à ses contrats à terme sur obligations de 65 000 \$ liés au projet Boulder Creek pour une contrepartie totale en espèces de 68 047 \$. Cette perte découle d'une diminution des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (entre septembre et décembre 2013) et la date de règlement (17 mars 2015). Elle sera compensée par un faible taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,36 % sur les emprunts à terme d'une durée de 25 à 40 ans, comparativement au taux d'intérêt moyen pondéré d'environ 5,66 % qui a été fixé au moment de la couverture.

Au cours du deuxième trimestre de 2015, la Société a mis fin à ses contrats à terme sur obligations de 110 000 \$ lié au projet Big Silver pour une contrepartie totale en espèces de 24 703 \$. Cette perte découle d'une diminution des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (entre décembre 2013 et janvier 2014) et la date de règlement (22 juin 2015). Elle sera compensée par un faible taux d'intérêt fixe moyen pondéré de 4,71 % sur les emprunts à terme d'une durée de 25 à 40 ans, comparativement au taux d'intérêt moyen pondéré d'environ 5,60 % qui a été fixé au moment de la couverture.

De plus, la Société a mis fin à son contrat de change à terme de 78 400 \$ lié au projet Mesgi'g Uguj'u's'n pour une contrepartie totale en espèces de 3 246 \$. Simultanément, la Société a fixé le taux de la tranche libellée en euros de son entente d'approvisionnement liée aux turbines, lui faisant ainsi réaliser un profit de 3 423 \$.

7. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

Dette d'Umbata Falls, L.P.

Le 30 mars 2015, la dette à long terme a été refinancée. L'emprunt, qui consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, a été prolongé jusqu'en mars 2020. L'emprunt sera amorti sur une période restante de 18,5 ans, à compter d'avril 2015. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements trimestriels seront augmentés au moyen d'un nivelage de flux de trésorerie calculé comme suit : le pourcentage de la production réelle excédentaire par rapport à la production prévue multiplié par les flux de trésorerie trimestriels excédentaires.

NOTES ANNEXES

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

8. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Les modalités des contrats réduisant le risque de fluctuation des taux d'intérêt de la Société et conformément auxquelles la comptabilité de couverture est appliquée depuis le plus récent rapport annuel sont les suivantes :

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale 30 juin 2015
Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture est appliquée depuis le 1^{er} avril 2015 :			
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 4,27 % à 4,41 %	2018	Aucune	82 600
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 2,94 % à 4,93 %, amortissables	2026	Aucune	48 887
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,35 % à 3,60 %, amortissables	2027	Aucune	36 488
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,74 %, amortissable	2030	Aucune	92 694
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amortissable	2030	2016	27 011
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amortissable	2031	2016	42 626
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,61 %, amortissable	2035	2025	99 852
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amortissable	2041	2016	19 192
			449 350

NOTES ANNEXES

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

9. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le bénéfice net (la perte nette) par action est calculé(e) de la façon suivante :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	22 808	(7 835)	(6 336)	(35 254)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 782)	(1 782)	(3 563)	(3 563)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	21 026	(9 617)	(9 899)	(38 817)
Intérêts sur les débetures convertibles	1 194	1 200	2 402	2 387
Impôt relatif aux intérêts sur les débetures convertibles	(310)	(312)	(625)	(621)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires, déduction faite des éléments dilutifs	21 910	(8 729)	(8 122)	(37 051)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	101 235	96 513	101 071	96 172
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (en \$)	0,21	(0,10)	(0,10)	(0,40)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	101 235	96 513	101 071	96 172
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	7 803	7 760	7 875	7 738
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	109 038	104 273	108 946	103 910
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (en \$) b)	0,20	(0,10)	(0,10)	(0,40)

- a) Les options sur actions dont le prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation. Au cours des périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, aucune des 3 425 684 options sur actions (1 243 000 des 3 073 684 options sur actions pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2014) ont été exclues.

Au cours des périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, 7 472 113 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles avaient un effet dilutif (7 558 684 actions avaient un effet dilutif en 2014).

- b) Au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2015, aucune des 3 425 684 options sur actions (1 830 684 des 3 073 684 options sur actions en 2014) et aucune des 7 472 113 actions (la totalité des 7 558 684 actions en 2014) qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles ont été exclues du calcul du bénéfice net par action dilué attribuable aux actionnaires ordinaires (perte nette par action diluée en 2014). Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2015, la totalité des 3 425 684 options sur actions (1 830 684 des 3 073 684 options sur actions en 2014) et la totalité des 7 472 113 actions (7 558 684 actions en 2014) qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles ont été exclues du calcul de la perte net par action diluée, car elles avaient un effet antidilutif.

NOTES ANNEXES

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

10. LIQUIDITÉS ET PLACEMENTS À COURT TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

Dans le cadre des conventions de crédit de Boulder Creek Power L.P., d'Upper Lillooet River Power L.P., de Kwoiek Creek L.P., de Northwest Stave L.P., de Big Silver Creek Power L.P. et de Tretheway L.P., la Société possède des comptes de liquidités soumises à restrictions et des comptes de produit d'emprunts soumis à restrictions. Le solde du produit des emprunts est détenu dans un compte de produit d'emprunts soumis à restrictions géré par les prêteurs et les sommes sont transférées périodiquement dans les liquidités soumises à restrictions afin de financer la construction des projets. Par ailleurs, les liquidités soumises à restrictions sont utilisées pour payer les coûts des travaux de construction exigibles des projets, et pour retenir les montants liés aux retenues de garantie au titre de la construction qui seront libérés à la fin des travaux de construction des projets respectifs.

Depuis le début de 2015, les liquidités et les placements à court terme soumis à restrictions ont connu une hausse qui est principalement attribuable à l'ajout de montants nets de 136 719 \$ au compte de produit d'emprunts soumis à restrictions d'Upper Lillooet, de Boulder Creek et de Big Silver Creek, en partie contrebalancée par des transferts dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 27 025 \$ à la suite de la conversion des prêts de construction de Kwoiek Creek L.P. et de Northwest Stave L.P. en emprunts à terme, et à l'utilisation d'un montant de 15 462 \$ aux fins du paiement de coûts liés aux travaux de construction en cours à la centrale Tretheway Creek L.P. Pour des renseignements plus détaillés, se reporter à la note 12.

NOTES ANNEXES

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

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrain	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2015	2 541	1 340 129	372 106	124 244	287 401	8 367	2 134 788
Ajouts	21	1 674	275	—	119 454	429	121 853
Acquisition d'entreprises (note 3)	—	(6 591)	—	—	—	—	(6 591)
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	—	34 169	—	34 169
Cessions	—	—	—	—	—	(13)	(13)
Écarts de change, montant net	8	519	—	—	—	10	537
Au 30 juin 2015	2 570	1 335 731	372 381	124 244	441 024	8 793	2 284 743
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2015	—	(135 670)	(82 528)	(15 866)	—	(4 935)	(238 999)
Amortissement	—	(13 962)	(8 897)	(2 977)	—	(662)	(26 498)
Cessions	—	—	—	—	—	13	13
Écarts de change, montant net	—	(160)	—	—	—	(9)	(169)
Au 30 juin 2015	—	(149 792)	(91 425)	(18 843)	—	(5 593)	(265 653)
Valeur comptable au 30 juin 2015	2 570	1 185 939	280 956	105 401	441 024	3 200	2 019 090

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 incorporés dans le coût de l'actif de 10 506 \$ (5 647 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014), engagés avant l'utilisation prévue des immobilisations.

Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement incorporés dans le coût de l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés à la facilité à terme de crédit rotatif sont incorporés dans le coût de 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 2 932 \$ (1 408 \$ au 31 décembre 2014).

NOTES ANNEXES

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

12. DETTE À LONG TERME

a) Kwoiek Creek

Le 13 février 2015, le prêt de construction sans recours pour la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek a été converti en un emprunt à terme qui sera amorti sur une période de 36 ans venant à échéance en 2052. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 5,08 %.

b) Northwest Stave River

Le 13 février 2015, le prêt de construction sans recours pour la centrale hydroélectrique Northwest Stave River a été converti en un emprunt à terme qui sera amorti sur une période de 35 ans venant à échéance en 2053. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 5,30 %.

c) Boulder Creek et Upper Lillooet River

Le 17 mars 2015, Boulder Creek Power Limited Partnership et Upper Lillooet River Power Limited Partnership ont conclu conjointement un financement de projet sans recours de 491 600 \$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant les projets hydroélectriques au fil de l'eau Boulder Creek et Upper Lillooet River.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 191 600 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,22 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 25 ans et le capital sera amorti sur une période de 20 ans, à compter de la sixième année.
- Un prêt de construction de 250 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans.
- Un prêt de construction de 50 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et son capital sera remboursé à l'échéance.

Cette dette est garantie par les actifs de Boulder Creek Power L.P. et de Upper Lillooet River Power L.P.

d) Big Silver Creek

Le 22 juin 2015, Big Silver Creek Power Limited Partnership a conclu un financement de projet sans recours de 197 223 \$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek River.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 128 311 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,761 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans.
- Un prêt de construction de 51 012 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,565 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 25 ans et le capital sera amorti sur une période de 18 ans, à compter de la septième année.
- Un prêt de construction de 17 900 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,761 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et son capital sera remboursé à l'échéance.

Cette dette est garantie par les actifs de Big Silver L.P.

NOTES ANNEXES

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

13. CAPITAUX PROPRES

a) Conversion de débetures convertibles en actions ordinaires

Au cours du premier trimestre de 2015, les débetures convertibles ont diminué d'un montant total de 922 \$ après l'exercice par les porteurs de débetures de leurs privilèges de conversion. Par conséquent, 922 débetures ont été converties en 86 571 actions ordinaires.

b) Régime d'options sur actions

Au cours du premier trimestre de 2015, 45 000 options sur actions ont été exercées au prix de 8,75 \$ par action, ce qui a donné lieu à un produit de 394 \$.

NOTES ANNEXES

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

14. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(Perte) profit de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes	Réserve nette au titre de la conversion de devises	Risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie	Quote-part de la coentreprise dans le risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2015	409	(171)	238	(253)	—	(15)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	624	—	624	—	—	624
(Perte) profit de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	(620)	(620)	8 265	695	8 340
Impôt différé connexe	(82)	82	—	(2 179)	(183)	(2 362)
Solde au 30 juin 2015	951	(709)	242	5 833	512	6 587

NOTES ANNEXES

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

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

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

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2015	2014
Débiteurs et actifs d'impôt exigible	(10 713)	(22 300)
Charges payées d'avance et autres	(700)	(1 266)
Fournisseurs, autres créditeurs et passifs d'impôt	10 233	851
	(1 180)	(22 715)

b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2015	2014
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés de 9 945 \$ [1 040 \$ en 2014])	46 954	37 799
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	13 557	21 759
Frais de développement impayés	(4 218)	(3 634)
Actions ordinaires émises à la conversion de débentures convertibles	(922)	—
Actions ordinaires émises à l'exercice d'options sur actions	(68)	—
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(5 154)	(4 199)
Acquisition d'actifs pour un projet en cours de développement en échange de l'augmentation d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	—	(2 300)

16. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Au cours du premier trimestre de 2015, Harrison Hydro L.P a remboursé les emprunts à terme ne portant pas intérêt consentis par ses partenaires d'un montant de 1 750 \$.

17. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société détient des participations dans vingt-cinq installations hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, ainsi qu'une installation hydroélectrique aux États-Unis. Pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2015, les produits générés par l'installation hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 1 347 \$ et 2 013 \$ (1 365 \$ et 1 759 \$ en 2014), soit un apport de 1,9 % et de 1,6 % (2,0 % et 1,6 % en 2014) aux produits consolidés de la Société pour ces périodes.

NOTES ANNEXES

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

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.

Par l'intermédiaire des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne et de la production solaire, la Société vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques, ses parcs éoliens et son parc solaire à des sociétés de services publics ou à d'autres contreparties solvables. Par l'intermédiaire du secteur de l'aménagement des emplacements, elle analyse les emplacements potentiels et aménage des installations hydroélectriques, des parcs éoliens et des installations solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans les principales méthodes comptables. La Société évalue le rendement en fonction du résultat avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges (produits), quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés. La Société comptabilise au coût les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement des emplacements à celui de la production hydroélectrique, de la production éolienne ou de la production solaire sont comptabilisées au coût.

Les activités des secteurs opérationnels de la Société sont menées par des équipes distinctes, car chaque secteur nécessite des compétences particulières.

Période de trois mois close le 30 juin 2015

Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	50 874	13 687	5 610	—	70 171
Charges :					
Charges d'exploitation	8 458	2 473	169	—	11 100
Frais généraux et administratifs	1 977	955	42	752	3 726
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 930	1 930
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	40 439	10 259	5 399	(2 682)	53 415
Charges financières					24 540
Autres charges, montant net					24 065
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					4 810
Amortissement des immobilisations corporelles					13 241
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 540
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(2 200)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(43 096)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					31 325

NOTES ANNEXES

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

Période de trois mois close le 30 juin 2014					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	54 348	9 329	5 972	—	69 649
Charges :					
Charges d'exploitation	8 545	2 208	272	—	11 025
Frais généraux et administratifs	2 175	645	82	428	3 330
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 477	1 477
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part du bénéfice des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	43 628	6 476	5 618	(1 905)	53 817
Charges financières					24 469
Autres produits, montant net					(739)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés					30 087
Amortissement des immobilisations corporelles					13 679
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 252
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(204)
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés					29 147
Perte avant impôt sur le résultat					(17 787)

NOTES ANNEXES

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

Période de six mois close le 30 juin 2015					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	88 638	30 780	8 480	—	127 898
Charges :					
Charges d'exploitation	15 257	4 708	382	—	20 347
Frais généraux et administratifs	4 375	1 889	85	1 549	7 898
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	3 283	3 283
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	69 006	24 183	8 013	(4 832)	96 370
Charges financières					40 957
Autres charges, montant net					92 479
Perte avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					(37 066)
Amortissement des immobilisations corporelles					26 498
Amortissement des immobilisations incorporelles					11 080
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(1 056)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(55 081)
Perte avant impôt sur le résultat					(18 507)

Au 30 juin 2015					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 713 877	342 849	120 081	745 835	2 922 642
Total du passif	1 234 053	223 139	110 442	834 906	2 402 540
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	1 790	329	—	119 734	121 853

NOTES ANNEXES

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

Période de six mois close le 30 juin 2014					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	71 067	27 095	9 086	—	107 248
Charges :					
Charges d'exploitation	13 605	4 478	587	—	18 670
Frais généraux et administratifs	4 332	1 526	165	861	6 884
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	2 548	2 548
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	53 130	21 091	8 334	(3 409)	79 146
Charges financières					44 133
Autres produits, montant net					(912)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés					35 925
Amortissement des immobilisations corporelles					27 338
Amortissement des immobilisations incorporelles					10 440
Quote-part de la perte des coentreprises					792
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés					65 177
Perte avant impôt sur le résultat					(67 822)

Au 31 décembre 2014					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 752 495	352 723	120 957	489 840	2 716 015
Total du passif	1 241 530	238 450	111 814	561 996	2 153 790
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	123 185	549	161	223 405	347 300

NOTES ANNEXES

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

18. 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 (\$)	Dividende par action privilégiée de série A (\$)	Dividende par action privilégiée de série C (\$)
05/08/2015	30/09/2015	15/10/2015	0,1550	0,3125	0,359375

b) Le projet hydroélectrique Upper Lillooet Hydro atteint par un feu de forêt

Le 6 juillet 2015, la Société a annoncé que le chantier de construction de son projet Upper Lillooet Hydro, en Colombie-Britannique, avait subi les répercussions d'un feu de forêt. Le feu de Boulder Creek a été déclenché par la foudre le 30 juin, puis s'est propagé au chantier de construction le 5 juillet.

Le 4 juillet, tous les membres du personnel ont été évacués, en toute sécurité, du chantier de construction du projet Upper Lillooet Hydro à la suite du feu de forêt. Le chantier de construction fait actuellement l'objet d'une ordonnance de zone restreinte émise par les BC Wildfire Services. Depuis l'évacuation, la Société et ses entrepreneurs n'ont eu qu'un accès limité au chantier et n'ont pas été en mesure de procéder à une évaluation approfondie des dommages que pourraient avoir subis les projets Upper Lillooet River et Boulder Creek. Néanmoins, le feu de forêt ne semble pas avoir atteint les grandes zones d'infrastructures, à l'exception d'une partie de la ligne de transmission entre les deux centrales électriques.

Le projet Upper Lillooet Hydro souscrit une assurance pour ce type de catastrophe naturelle qui couvre les dommages subis et les retards occasionnés. Le processus visant l'évaluation des dommages, l'ajustement de l'échéancier de construction et de la date de mise en service prévue, ainsi que le traitement des réclamations d'assurance a été amorcé, mais il faudra du temps avant de le terminer.

c) Placement de débentures convertibles et émission d'un avis de rachat des débentures convertibles existantes de 5,75 %

Le 20 juillet 2015, la Société a annoncé le placement par voie de prise de ferme de débentures convertibles subordonnées non garanties d'un montant de 100 000 \$ qui porteront intérêt à un taux de 4,25 % et qui viendront à échéance le 31 août 2020. Les débentures seront convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 15,00 \$ par action, ce qui représente un taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires pour un montant en capital au titre des débentures de 1 000 \$.

La Société a également émis un avis de rachat visant toutes les débentures convertibles subordonnées non garanties existantes de 5,75 % venant à échéance le 30 avril 2017, émises et en circulation le 20 août 2015. Jusqu'à cette date, exclusivement, les porteurs de débentures convertibles de 5,75 % ont le droit de convertir leurs débentures en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 10,65 \$ par action ordinaire.

Le produit net du placement de débentures convertibles de 4,25 % sera d'abord utilisé par la Société afin de réduire les prélèvements aux termes de sa facilité à terme de crédit rotatif. Les fonds disponibles aux termes de la facilité à terme de crédit rotatif pourront par la suite être prélevés, au besoin, pour financer le rachat de toutes les débentures convertibles de 5,75 % en circulation le 20 août 2015 et pour financer des acquisitions futures, des projets en développement ou les besoins généraux de l'entreprise.

d) Modifications au régime de réinvestissement de dividendes

En raison des conditions de marché actuelles, la Société a décidé d'éliminer l'escompte de 2,5 % applicable au prix d'achat des actions émises à l'intention des actionnaires qui participent au régime de réinvestissement de dividendes. Cette modification est entrée en vigueur le 5 août 2015.

RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

Inscription boursière

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

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 :

Marie-Josée Privyk, CFA, CPPD
Directrice - Communications et Développement durable



Innergex énergie renouvelable Inc. Siège social
1111, rue Saint-Charles Ouest
Tour Est, bureau 1255
Longueuil, Québec J4K 5G4

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

Bureau de Vancouver
200-666 Burrard St., Park Place
Vancouver, Colombie-Britannique
V6C 2X8

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

www.innergex.com