

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2014

POUR LA PERIODE CLOSE LE 30 JUIN 2014

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



30
JUN
2014

RAPPORT DE GESTION

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

Innergex énergie renouvelable inc. est un chef de file indépendant de l'industrie canadienne de l'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, la Société développe, possède et exploite des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens et des parcs solaires photovoltaïques et exerce ses activités au Québec, en Ontario, 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 débentures 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 le meilleur intérêt des communautés hôtes, de ses partenaires et de ses investisseurs.

INTRODUCTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour la période de six mois close le 30 juin 2014. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 7 août 2014, date à laquelle il a été approuvé par le Conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés résumés non audités et les notes annexes pour la période de six mois close le 30 juin 2014 de même qu'avec la *Revue financière* de la Société au 31 décembre 2013. 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 la période de six mois close le 30 juin 2014, ainsi que les données comparables de 2013, 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 2014

- La production s'est établie à 96 % de la moyenne à long terme (« PMLT ») en raison principalement des régimes de vent inférieurs à la moyenne pendant le trimestre
- Les produits ont augmenté de 10 % par rapport à la même période l'an dernier pour atteindre 69,6 M\$
- Le BAIIA ajusté a augmenté de 5 % par rapport à la même période l'an dernier pour atteindre 53,8 M\$
- L'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 de 30,5 MW a été conclue le 20 juin avec le Régime de rentes du Mouvement Desjardins comme partenaire

TABLE DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	3	Dividendes	21
Information prospective	3	Situation financière	22
Renseignements supplémentaires et mises à jour	5	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	25
Vue d'ensemble	6	Information sectorielle	26
Stratégie de la Société	7	Renseignements financiers trimestriels	30
Mise à jour au deuxième trimestre	8	Participations dans des coentreprises	31
Projets en développement	11	Filiales non entièrement détenues	33
Projets potentiels	12	Modifications de méthodes comptables	38
Résultats d'exploitation	13		
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)

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 et vice-président principal 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 et vice-président principal 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 et vice-président principal 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 2014. Il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant la période de trois mois close le 30 juin 2014 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 », « croît », « 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 ou les coûts de projet estimés, afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des Projets en développement, de l'impact financier potentiel de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1, 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; le risque de liquidité associé 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 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

RAPPORT DE GESTION

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

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, y compris celle de la centrale hydroélectrique SM-1; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées; le début de l'exploitation d'un parc solaire photovoltaïque; 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>Produits prévus</p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité</p> <p>Taux d'inflation moins élevé que prévu</p>
<p>BAILA 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.</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>

RAPPORT DE GESTION

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution 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 prévus et nettes 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 gains réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets.</p> <p>La Société estime le Ratio de distribution en divisant les dividendes annuels déclarés sur les actions ordinaires par les Flux de trésorerie disponibles prévus.</p>	<p>Un BAIIA ajusté inférieur aux attentes en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus, ainsi que de charges liées aux projets potentiels plus élevées que prévu</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>La possibilité que la Société ne déclare ni ne verse un dividende</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>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 CAE 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 indiquées 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 contrats d'achat d'électricité</p>

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)

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 6,6 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 19,1 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 certains 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	170,5 MW	1 000,0 MW
Puissance nette ¹ :	417,7 MW	134,9 MW	950,0 MW
Éolien			
Puissance brute :	614,1 MW	150,0 MW	2 085,0 MW
Puissance nette ¹ :	236,3 MW	75,0 MW	1 910,0 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	320,5 MW	3 125,0 MW
Puissance nette ¹ :	687,2 MW	209,9 MW	2 900,0 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)

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 rendement sur le capital investi élevé, et de distribuer un dividende stable.

Politique de dividende annuel

La Société compte verser un dividende annuel de 0,60 \$ 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 autres critères pertinents.

Indicateurs de rendement clés

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés qui incluent ou pourraient inclure l'électricité générée en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh »), les produits moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels (« BAIIA ajusté ») et le BAIIA ajusté divisé par les produits (« marge du BAIIA ajusté »), ainsi que les dividendes déclarés sur actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles (le « Ratio de distribution »), les Flux de trésorerie disponibles étant définis comme les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien nettes des produits de cessions, les remboursements prévus du capital sur la dette, les dividendes déclarés sur 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 CAÉ. Les Flux de trésorerie disponibles sont ajustés également pour tenir compte des entrées ou des sorties de trésorerie qui ne sont pas représentatives de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société et qui comprennent les coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou les gains 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.

Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au bénéfice net et que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, comme il est déterminé conformément aux IFRS. 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 entre les périodes.

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 %	12,6	33 %	12,7	33 %	5,8	15 %	38,4
Total	542,8	18 %	971,3	32 %	849,8	28 %	685,9	22 %	3 049,8

1. Production moyenne à long terme (PMLT) annualisée pour les installations en exploitation au 7 août 2014. 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)

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	
	2014	2013	2014	2013
Production d'électricité (MWh)	898 722	792 541	1 315 931	1 178 711
PMLT (MWh)	934 874	766 961	1 433 838	1 228 490
Production en proportion de la PMLT	96 %	103 %	92 %	96 %
Produits	69 649	63 167	107 248	98 855
BAIIA ajusté	53 817	51 260	79 146	76 663
Marge du BAIIA ajusté	77,3 %	81,1 %	73,8 %	77,6 %
Résultat net	(14 189)	31 039	(52 294)	30 861
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,3125	0,3125	0,625	0,625
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C ¹	0,359375	0,359375	0,71875	0,851675
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,150	0,145	0,300	0,290

1. Le dividende initial était plus élevé au premier trimestre de 2013 pour tenir compte des dividendes à payer depuis la date de clôture de l'émission des Actions privilégiées de série C le 11 décembre 2012. Le dividende trimestriel régulier s'établit à 0,359375 \$.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, la production s'est établie à 96 % de la PMLT, en raison principalement des régimes de vent inférieurs à la moyenne dans tous les parcs éoliens. Pour le trimestre, la production a augmenté de 13 %, les produits ont augmenté de 10 % et le BAIIA ajusté s'est accru de 5 % par rapport à la même période l'an dernier. Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, la production s'est établie à 92 % de la PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne au premier trimestre, en particulier en Colombie-Britannique, et des régimes de vent inférieurs à la moyenne au deuxième trimestre. Pour le premier semestre de l'exercice, la production a augmenté de 12 %, les produits ont augmenté de 8 % et le BAIIA ajusté s'est accru de 3 % par rapport à la même période l'an dernier.

L'augmentation de la production et des produits pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 est attribuable principalement à l'ajout de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013 et à celui des centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River, mises en service à la fin de 2013. La centrale hydroélectrique SM-1, qui a été acquise à la fin de juin 2014, a dégagé un apport mineur aux résultats d'exploitation au deuxième trimestre. La progression moins importante des produits par rapport à celle de la production est attribuable à la diminution du prix de vente moyen de l'électricité, qui découle principalement de l'ajout de la centrale Magpie, pour laquelle le prix de vente est nettement inférieur à ceux de la plupart des autres installations de la Société. La hausse modeste du BAIIA ajusté s'explique par l'augmentation des charges d'exploitation liée principalement au plus grand nombre d'installations en exploitation et aux charges liées aux Projets potentiels plus élevées.

La Société a comptabilisé des pertes nettes pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, comparativement à un bénéfice net pour les mêmes périodes en 2013, en raison principalement d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant ces périodes, comparativement à un profit net latent sur instruments financiers dérivés découlant d'une hausse des taux d'intérêt de référence pendant les mêmes périodes l'an dernier.

Incidence sur (la perte nette) le bénéfice net de la perte nette latente, de la perte réalisée et du profit net latent sur instruments financiers dérivés	Périodes de trois mois closes le 30 juin		Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
(Perte nette) bénéfice net	(14 189)	31 039	(52 294)	30 861
<i>Ajouter (Déduire) :</i>				
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	29 147	(27 318)	65 177	(31 156)
Perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés	—	3 259	—	3 259
(Économie) charge d'impôt liée aux éléments ci-dessus	(6 908)	6 255	(17 272)	7 253
Quote-part de la perte nette latente (du profit net latent) sur instruments financiers dérivés des coentreprises, déduction faite de l'économie (de la charge) d'impôt qui s'y rapporte	485	(1 957)	1 598	(1 938)
	8 535	11 278	(2 791)	8 279

RAPPORT DE GESTION

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

En excluant la perte nette latente, la perte réalisée et le profit net latent sur instruments financiers dérivés, ainsi que l'impôt qui s'y rapporte, le bénéfice net pour la période de trois mois close le 30 juin 2014 se serait établi à 8,5 M\$, comparativement à un bénéfice net de 11,3 M\$ en 2013, et la perte nette pour la période de six mois close le 30 juin 2014 se serait établie à 2,8 M\$, comparativement à un bénéfice net de 8,3 M\$ en 2013, en raison principalement de la production inférieure à la PMLT, de la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels, ainsi que de la hausse des charges financières découlant de la comptabilisation en charges des intérêts sur les prêts relatifs aux centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River depuis leur mise en service et de l'ajout de la dette liée aux projets se rapportant à l'acquisition de Magpie en juillet 2013.

Ratio de distribution

	12 derniers mois clos le 30 juin	
	2014	2013
Flux de trésorerie disponibles ¹	48 347	56 803
Ratio de distribution ¹	118 %	96 %

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 des 12 derniers mois close le 30 juin 2014, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 118 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 96 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. La variation négative est principalement attribuable à la diminution des Flux de trésorerie disponibles, qui s'explique par des remboursements prévus de capital plus élevés et une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et des pertes réalisées sur les instruments financiers dérivés, ainsi qu'à l'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires découlant du nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes et de l'émission de 4 027 051 actions ordinaires de la Société aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1.

Innergex et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins acquièrent la centrale hydroélectrique SM-1 de 30,5 MW au Québec

Le 20 juin 2014, Innergex et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins ont annoncé la conclusion de l'acquisition auprès du Groupe de sociétés Hydroméga (« Hydroméga ») de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Sainte-Marguerite-1 (« SM-1 »), située au Québec, au Canada. La transaction a été clôturée sous écrou en attendant l'exécution de certaines conditions habituelles de libération; l'écrou a été levé le 27 juin 2014.

Description de l'actif acquis

La centrale hydroélectrique SM-1 de 30,5 MW est située sur des terres privées près de la ville de Sept-Îles, au Québec. Sa production moyenne annuelle prévue atteindra 166 500 MWh, lorsqu'aura été complété un programme d'améliorations des immobilisations déjà amorcé. La centrale a été mise en service en 1993 avec une turbine d'une puissance installée de 8,5 MW; deux autres turbines installées en 2002 fournissent une puissance installée additionnelle de 22,0 MW. Toute l'électricité que produit la centrale fait l'objet de deux contrats d'achat d'électricité à prix fixe de 25 ans avec Hydro-Québec : le premier pour 8,5 MW, dont le prix est augmenté annuellement de 3 % à 6 %, vient à échéance en 2018; le deuxième pour 22,0 MW, dont le prix est augmenté annuellement de 2 %, vient à échéance en 2027. Ces deux contrats d'achat d'électricité contiennent une clause de renouvellement pour un nouveau terme de 25 ans. Les droits d'utilisation de l'eau sont perpétuels. De plus, les débits d'eau de la rivière Sainte-Marguerite, régulés en raison de l'exploitation, en amont, de la centrale hydroélectrique Sainte-Marguerite-3 de 800 MW d'Hydro-Québec, donnent lieu à une production régulière tout au long de l'année.

Un programme d'améliorations des immobilisations de 5,2 M\$ est en cours; il comprend l'installation d'une rehausse à crête variable sur le barrage existant et qui permettra d'augmenter de 9 %, ou 14 000 MWh, la production moyenne annuelle prévue de la centrale à 166 500 MWh. Les travaux ont commencé en mai et devraient se terminer à la fin de l'année; la perte de revenus prévue durant la construction est reflétée dans le programme d'améliorations des immobilisations, lequel sera financé en parts égales par la Société et Desjardins. La centrale SM-1 devrait générer des revenus annualisés de l'ordre de 11,0 M\$ et un BAIIA ajusté de l'ordre de 9,0 M\$.

RAPPORT DE GESTION

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

Partenariat avec Desjardins

La Société et Desjardins détiennent respectivement 50,01 % et 49,99 % des parts ordinaires d'Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (la « Société en commandite SM-1 »). En même temps que l'acquisition de la centrale SM-1, Desjardins a souscrit à une débenture émise par la Société en commandite SM-1 pour un produit d'environ 40,9 M\$. Cette débenture porte un taux d'intérêt de 8,0 %, n'a aucun plan de remboursement prédéterminé et vient à échéance en 2064.

Modalités de l'acquisition

Le coût d'achat de la centrale SM-1 est d'environ 82,1 M\$, plus la prise en charge d'une dette liée au projet sans recours de 30,8 M\$, qui porte un taux d'intérêt fixe de 7,4 % et vient à échéance en 2025. Cette dette a été ajustée à sa juste valeur marchande lors de la consolidation aux états financiers de la Société. De plus, le coût d'achat final a déjà été réduit d'environ 1,7 M\$ à 80,5 M\$ pour refléter le montant des flux de trésorerie nets générés par la centrale depuis le 1^{er} janvier 2014 et qui sont attribuables aux acheteurs. D'autres ajustements sont possibles, notamment après l'achèvement du programme d'amélioration des immobilisations. Pour un complément d'information à propos de la dette liée à SM-1, veuillez vous reporter à la rubrique « Situation financière ».

La centrale SM-1 a été acquise par la Société en commandite SM-1 pour un prix initial de 82,1 M\$, qui a été acquitté comme suit : environ 40,4 M\$ en espèces (provenant du produit des débentures souscrites par Desjardins) et environ 41,7 M\$ par l'émission de parts privilégiées de la Société en commandite SM-1, que le vendeur a immédiatement transférées à Innergex en échange de 4 027 051 actions ordinaires de la Société nouvellement émises à un prix de 10,36 \$ l'action ordinaire. Par conséquent, Innergex détient maintenant les parts privilégiées de la Société en commandite SM-1 qui portent un taux de distribution privilégié de 10,5 % jusqu'au 1^{er} janvier 2024 et de 11,3 % par la suite.

En même temps que la clôture de l'acquisition, le vendeur a utilisé une partie du produit en espèces pour rembourser à la Société le dépôt de 25,0 M\$ qu'il avait reçu en juillet 2012, plus les intérêts courus de 3,5 M\$. Innergex a utilisé ce produit pour réduire le solde de sa facilité à terme de crédit rotatif. Le remboursement de ce dépôt met un terme à la lettre d'intention et à la période d'exclusivité dont disposait la Société à l'égard d'autres actifs d'Hydroméga.

Concurremment, la sûreté de second rang offerte par la centrale SM-1 pour un des autres projets d'Hydroméga a été levée.

Distributions des flux de trésorerie

Jusqu'au 1^{er} janvier 2024, les flux de trésorerie générés chaque année par la centrale, nets du paiement du capital et des intérêts sur la dette liée au projet, serviront d'abord à acquitter la distribution privilégiée à la Société; le solde des flux de trésorerie servira ensuite à acquitter les frais d'intérêts à Desjardins; tout solde de flux de trésorerie sera ensuite distribué entre Innergex et Desjardins sur une base de 50,01 % - 49,99 %. Les distributions privilégiées impayées seront accumulées et les frais d'intérêts impayés seront accumulés et composés.

À partir de 2024, les flux de trésorerie générés chaque année par la centrale, nets du paiement du capital et des intérêts sur la dette liée au projet, s'il y a lieu, seront distribués entre les partenaires, afin d'acquitter la distribution et les intérêts sur la débenture concurremment. Tout solde de flux de trésorerie sera ensuite distribué aux partenaires sur une base de 50,01 % - 49,99 %.

En tenant compte de la distribution privilégiée et des frais d'exploitation et de gestion qu'elle recevra et qui seront ajustés chaque année pour l'inflation, la Société estime que cette acquisition devrait contribuer environ 5,0 M\$ annuellement à ses Flux de trésorerie disponibles et devrait réduire son Ratio de distribution d'environ trois points de pourcentage.

Avantages de l'acquisition

- Augmente les Flux de trésorerie disponibles annualisés d'environ 5,0 M\$
- Réduit le Ratio de distribution de la Société d'environ trois points de pourcentage sur une base annuelle
- Ajoute un actif hydroélectrique à long terme et d'une grande qualité
- Constitue un nouveau bassin versant avec un débit d'eau régulé
- Comporte des droits de propriété foncière et des permis d'utilisation de l'eau perpétuels
- Introduit une nouvelle structure de capital qui optimise le rendement des actifs acquis
- Le remboursement du dépôt permet de réduire le solde de la facilité à terme de crédit rotatif

RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

La Société compte actuellement cinq projets qui devraient être mis en service en 2015 et 2016.

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\$)	BAlIA ajusté ² (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Tretheway Creek	100,0	23,2	2015	81,9	40	111,5	42,1	9,0	7,5
Upper Lillooet River	66,7	81,4	2016	334,0	40	315,0 ⁴	76,8 ⁴	33,0 ⁴	27,5 ⁴
Boulder Creek	66,7	25,3	2016	92,5	40	119,2 ⁴	18,3 ⁴	9,0 ⁴	7,5 ⁴
Big Silver Creek	100,0	40,6	2016	139,8	40	216,0	40,5	18,0	15,0
		170,5		648,2		761,7	177,7	69,0	57,5

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.

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, l'installation de la conduite forcée était en cours, les travaux de construction du barrage-déversoir et du chenal de dérivation étaient terminés, les travaux d'excavation en vue de la mise en place de la centrale et du poste extérieur étaient également terminés, le coulage de béton pour les fondations de la centrale se poursuivait et la conception et l'approvisionnement du matériel électrique étaient en cours. En janvier 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.

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

Les travaux de construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont débuté en octobre 2013. En date du présent rapport de gestion, le camp de construction est opérationnel, la majeure partie des travaux de déboisement sont terminés pour les deux emplacements, la construction d'une route de 4 km et d'un pont est terminée et celle d'une route d'accès de 3,6 km menant à la prise d'eau de Boulder Creek est presque achevée. Les travaux d'excavation se poursuivent en vue de l'installation du chenal de dérivation pour la prise d'eau, du tunnel et de la centrale d'Upper Lillooet et du tunnel pour Boulder Creek. Les travaux de déboisement en vue de l'installation de la ligne de transport conjointe et des poteaux progressent en préparation de l'alimentation temporaire en électricité du chantier de construction d'ici l'automne. En janvier 2014, un programme de couverture a été complété, pour l'essentiel, afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ces projets jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés, éliminant pratiquement l'exposition des projets aux fluctuations des taux d'intérêt.

Big Silver Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en juin 2014, après que l'autorisation d'entreprendre les travaux eut été donnée. En date du présent rapport de gestion, les travaux de déboisement en vue de l'installation de la prise d'eau, de la conduite forcée et de la centrale étaient terminés, la construction d'une passerelle d'accès permanente à la prise d'eau était également terminée et les travaux d'excavation se poursuivaient pour la centrale, la prise d'eau et la conduite forcée. En janvier 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.

RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN PHASE D'OBTENTION DES PERMIS	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\$)	BAlIA ajusté ² (M\$)
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Mesgi'g Ugju's'n	50,0	150,0	2016	515,0	20	365,0 ⁴	3,9 ⁴	55,0 ⁴	45,0 ⁴
		150,0		515,0		365,0	3,9	55,0	45,0

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.

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 estimations relatives au projet Mesgi'g Ugju's'n en particulier sont préliminaires, en attendant la sélection du fournisseur de turbines et de l'entrepreneur IAC. 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.

Mesgi'g Ugju's'n (« MU »)

En date du présent rapport de gestion, des négociations avec des fournisseurs potentiels de turbines étaient en cours; la sélection du fournisseur devrait être faite à l'automne. Comme aucune demande d'audience publique n'a été faite aux termes du processus d'évaluation du Bureau des audiences publiques sur l'environnement, il n'y aura pas d'audience pour ce projet qui devrait faire l'objet d'un décret gouvernemental à l'automne. Les activités de préconstruction devraient débuter à la fin de 2014 et les travaux de construction en 2015; la mise en service est prévue pour la fin de 2016. 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.

PROJETS POTENTIELS

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée de 2 900 MW (puissance brute de 3 125 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 vue de nouveaux projets d'énergie éolienne de 450 MW annoncé par le gouvernement du Québec, un appel d'offres à venir en vue de nouveaux projets d'énergie éolienne et solaire prévu en Ontario en 2015, ou de programmes d'offres standards, tandis que d'autres pourront faire l'objet d'appels d'offres futurs qui ne sont pas encore annoncés. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des Projets potentiels sera réalisé.

RAPPORT DE GESTION

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La production d'électricité pour le deuxième trimestre s'est établie à 96 % par rapport à la moyenne à long terme en raison principalement de régimes de vent inférieurs à la moyenne.

Au cours du deuxième trimestre, la production a augmenté de 13 %, les produits ont progressé de 10 % et le BAIIA ajusté s'est accru de 5 %, comparativement à la même période l'an dernier. L'augmentation de la production et des produits est attribuable principalement à l'ajout de la centrale hydroélectrique Magpie qui a été acquise en juillet 2013 et à celui des centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River, mises en service à la fin de 2013. La centrale hydroélectrique SM-1, qui a été acquise à la fin de juin 2014, n'a dégagé qu'un apport mineur aux résultats d'exploitation au deuxième trimestre. La progression moins importante des produits est attribuable à la diminution du prix de vente moyen de l'électricité, qui découle principalement de l'ajout de la centrale Magpie, pour laquelle le prix de vente est nettement inférieur à ceux de la plupart des autres installations de la Société. La hausse plus modeste du BAIIA ajusté s'explique par l'augmentation des charges d'exploitation et des charges liées aux Projets potentiels.

Les résultats d'exploitation de la Société pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 sont comparés aux résultats d'exploitation des périodes correspondantes en 2013.

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	2014				2013			
	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	183 152	177 639	103 %	71,74	120 626	117 910	102 %	83,16
Ontario	19 120	20 805	92 %	65,80	23 386	20 805	112 %	65,73
Colombie-Britannique	545 089	564 115	97 %	70,79	475 580	455 841	104 %	71,10
États-Unis	20 395	16 956	120 %	66,95	19 402	16 956	114 %	63,45
Total partiel	767 756	779 515	98 %	70,79	638 994	611 512	104 %	72,94
ÉOLIEN								
Québec	116 747	142 805	82 %	79,90	140 551	142 805	98 %	78,96
SOLAIRE								
Ontario	14 219	12 554	113 %	420,00	12 997	12 644	103 %	420,00
Total	898 722	934 874	96 %	77,50	792 542	766 961	103 %	79,70

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 2014, les installations de la Société ont produit 899 GWh, soit 96 % par rapport à la PMLT de 935 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 98 % de leur PMLT, les débits d'eau ayant été supérieurs à la moyenne au Québec et aux États-Unis, inférieurs à la moyenne en Ontario et seulement légèrement inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique. Dans l'ensemble, les parcs éoliens ont produit 82 % de leur PMLT, en raison des régimes de vent inférieurs à la moyenne. Le parc solaire Stardale a produit 113 % de sa PMLT, en raison des régimes solaires supérieurs à la moyenne.

RAPPORT DE GESTION

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

Périodes de six mois closes le 30 juin	2014				2013			
	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	257 315	257 952	100 %	79,23	191 312	181 227	106 %	92,82
Ontario	44 185	45 099	98 %	68,39	48 927	45 099	108 %	68,03
Colombie-Britannique	626 125	729 604	86 %	73,31	551 782	600 838	92 %	73,63
États-Unis	26 700	24 883	107 %	65,88	23 531	24 883	95 %	62,62
Total partiel	954 325	1 057 538	90 %	74,47	815 552	852 047	96 %	77,48
ÉOLIEN								
Québec	339 973	356 410	95 %	79,70	343 227	356 410	96 %	79,53
SOLAIRE								
Ontario	21 633	19 890	109 %	420,00	19 932	20 033	99 %	420,00
Total	1 315 931	1 433 838	92 %	81,50	1 178 711	1 228 490	96 %	83,87

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 2014, les installations de la Société ont produit 1 316 GWh, soit 92 % par rapport à la PMLT de 1 434 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 90 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau inférieurs à la moyenne au premier trimestre, en particulier en Colombie-Britannique. Dans l'ensemble, les parcs éoliens ont produit 95 % de leur PMLT, en raison surtout des régimes de vent inférieurs à la moyenne au deuxième trimestre, qui ont plus que contrebalancé les régimes supérieurs à la moyenne enregistrés au premier trimestre. Le parc solaire Stardale a produit 109 % de sa PMLT, en raison principalement des régimes solaires supérieurs à la moyenne au deuxième trimestre.

Les augmentations de la production de 13 % et 12 %, respectivement, pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014 par rapport aux périodes correspondantes l'année précédente sont attribuables principalement à l'ajout de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013 et à celui des centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River, qui ont été mises en service à la fin de 2013. La centrale hydroélectrique SM-1, qui a été acquise en juin 2014, n'a dégagé qu'un apport mineur aux résultats d'exploitation au deuxième trimestre.

La performance globale des installations de la Société pour la période de six mois close le 30 juin 2014 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

RAPPORT DE GESTION

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

Résultats financiers

	Périodes de trois mois closes le 30 juin				Périodes de six mois closes le 30 juin			
	2014		2013		2014		2013	
Produits	69 649	100,0%	63 167	100,0%	107 248	100,0%	98 855	100,0%
Charges d'exploitation	11 025	15,8%	8 259	13,1%	18 670	17,4%	14 717	14,9%
Frais généraux et administratifs	3 330	4,8%	2 924	4,6%	6 884	6,4%	5 926	6,0%
Charges liées aux Projets potentiels	1 477	2,1%	724	1,1%	2 548	2,4%	1 549	1,6%
BAIIA ajusté	53 817	77,3%	51 260	81,1%	79 146	73,8%	76 663	77,6%
Charges financières	24 469		18 826		44 133		31 778	
Autres (produits) charges, montant net	(739)		2 958		(912)		585	
Amortissements	18 931		17 452		37 778		34 913	
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises ¹	(204)		(3 832)		792		(3 706)	
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	29 147		(27 318)		65 177		(31 156)	
(Économie) charge d'impôt	(3 598)		12 135		(15 528)		13 388	
(Perte nette) bénéfice net	(14 189)		31 039		(52 294)		30 861	
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	(7 835)		28 302		(35 254)		31 099	
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 354)		2 737		(17 040)		(238)	
	(14 189)		31 039		(52 294)		30 861	
(Perte nette) bénéfice net par action - de base	(0,10)		0,28		(0,40)		0,29	

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 2014, la Société a enregistré des produits de 69,6 M\$, comparativement à 63,2 M\$ en 2013, soit une augmentation de 10 %. Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, la Société a enregistré des produits de 107,2 M\$, comparativement à 98,9 M\$ en 2013, soit une augmentation de 8 %. Ces hausses sont attribuables principalement à l'ajout de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013 et à celui des centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River, mises en service à la fin de 2013. La centrale hydroélectrique SM-1, qui a été acquise en juin 2014, n'a dégagé qu'un apport mineur aux résultats d'exploitation au deuxième trimestre. En outre, la progression inférieure des produits est attribuable à la diminution du prix de vente moyen de l'électricité, qui découle principalement de l'ajout de la centrale Magpie, pour laquelle le prix de vente est nettement inférieur à ceux de la plupart des autres installations de la Société.

Charges

Les *charges d'exploitation* sont constituées principalement de salaires des opérateurs, de primes d'assurance, de charges liées à l'exploitation et à l'entretien, d'impôts fonciers et de redevances. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la Société a constaté des charges d'exploitation de 11,0 M\$ et 18,7 M\$ respectivement (8,3 M\$ et 14,7 M\$ respectivement en 2013). L'augmentation de 33 % pour le trimestre et de 27 % pour la période de six mois est attribuable essentiellement au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2014 par rapport à 2013, par suite de l'ajout des centrales hydroélectriques Magpie, Kwoiek Creek et Northwest Stave River. De plus, le total des droits d'utilisation de l'eau pour les installations Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River a augmenté de 1,4 M\$ par rapport à la même période l'an dernier. Cette variation résulte d'une décision unilatérale du ministère des forêts, des territoires et des opérations des ressources naturelles de la Colombie-Britannique qui a appliqué en 2013 des droits plus élevés basés sur la production amalgamée de ces centrales, plutôt que d'appliquer des droits moindres pour chaque centrale basés sur sa production individuelle, comme c'était le cas auparavant. La Société a fait appel de cette décision devant la Commission d'appel de l'environnement.

RAPPORT DE GESTION

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

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, ces frais ont totalisé 3,3 M\$ et 6,9 M\$ respectivement (2,9 M\$ et 5,9 M\$ respectivement en 2013). L'augmentation de 14 % pour le trimestre et de 16 % pour la période de six mois reflète le plus grand nombre d'installations exploitées par la Société, le nombre plus élevé d'employés et les hausses salariales normales.

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 mois et de six mois closes le 30 juin 2014, ces charges ont totalisé 1,5 M\$ et 2,5 M\$ respectivement (0,7 M\$ et 1,5 M\$ respectivement en 2013). L'augmentation de 104 % pour le trimestre et de 64 % pour la période de six mois est liée à l'appel d'offres en cours au Québec et à l'appel d'offres à venir 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 les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 53,8 M\$ et 79,1 M\$ respectivement, comparativement à 51,3 M\$ et 76,7 M\$ respectivement pour les mêmes périodes l'an dernier. L'augmentation moins importante du BAIIA ajusté, soit 5 % pour le trimestre et 3 % pour la période de six mois, par rapport à celles de la production et des produits dont il est question plus haut, s'explique par la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels, qui n'ont pas de lien direct avec les niveaux de production. Par conséquent, la marge du BAIIA ajusté a diminué pour passer de 81,1 % à 77,3 % pour le trimestre et de 77,6 % à 73,8 % pour la période de six mois.

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 et la charge de désactualisation des autres passifs et les autres charges financières. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, les charges financières ont totalisé 24,5 M\$ et 44,1 M\$ respectivement (18,8 M\$ et 31,8 M\$ respectivement en 2013). Ces augmentations sont principalement attribuables à la comptabilisation en charges des intérêts sur les prêts relatifs aux projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River qui sont maintenant en exploitation, à l'ajout de la dette liée aux projets se rapportant à l'acquisition de Magpie en juillet 2013, à l'accroissement de la charge d'intérêts se rapportant à la dette liée au parc éolien Carleton qui a été refinancée en juin 2013 et à l'augmentation des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel en raison de l'inflation plus élevée pendant ces périodes comparativement aux mêmes périodes l'an dernier.

Au 30 juin 2014, 95 % 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 (96 % au 30 juin 2013). Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,39 % au 30 juin 2014 (5,61 % au 30 juin 2013). Cette diminution résulte principalement d'un taux d'intérêt moins élevé sur la facilité à terme de crédit rotatif, de l'ajout du prêt pour Northwest Stave River, qui porte un taux d'intérêt fixe peu élevé de 5,30 %, de l'ajout de la dette liée au projet Magpie, qui porte un taux d'intérêt global de 4,48 %, et de l'ajout de la dette liée au projet SM-1, qui porte un taux d'intérêt global de 3,30 % par suite de son ajustement à la juste valeur de marché lors de la consolidation aux états financiers de la Société. Ces facteurs sont partiellement contrebalancés par le refinancement en juin 2013 du prêt pour Carleton à un taux d'intérêt global plus élevé de 5,41 % (contre 4,84 % auparavant) qui avait été couvert par un swap de taux d'intérêt depuis novembre 2008, et par l'ajout de la débenture liée à la centrale SM-1, qui porte un taux d'intérêt de 8,0 %.

Autres (produits) charges, 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, le règlement reçu de réclamations relativement à une acquisition et le montant net des autres produits. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la Société a comptabilisé des autres produits d'un montant net de 0,7 M\$ et 0,9 M\$ respectivement (autres charges d'un montant net de 3,0 M\$ et 0,6 M\$ respectivement en 2013). La variation enregistrée au deuxième trimestre découle principalement de la perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 3,3 M\$ comptabilisée au deuxième trimestre de 2013 et liée au règlement des contrats à terme sur obligations pour Northwest Stave parallèlement à la clôture du financement à long terme pour ce projet. La variation pour la période de six mois découle principalement de la même perte réalisée sur instruments financiers dérivés, partiellement contrebalancée par un règlement de réclamations de 2,0 M\$ reçu au premier trimestre de 2013.

RAPPORT DE GESTION

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

Amortissements

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la dotation aux amortissements a totalisé 18,9 M\$ et 37,8 M\$ respectivement (17,5 M\$ et 34,9 M\$ respectivement en 2013). Ces augmentations sont attribuables principalement à l'accroissement des actifs découlant de l'ajout de la centrale hydroélectrique Magpie et du début des activités des centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River. La charge d'amortissement des immobilisations incorporelles a diminué légèrement pour ces périodes par suite d'une modification des estimations comptables visant l'amortissement des immobilisations incorporelles des centrales hydroélectriques au Québec, qui reflète les droits de renouvellement des CAÉ correspondants pour des périodes de 20 à 25 ans.

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

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la Société a comptabilisé respectivement une quote-part du bénéfice des coentreprises de 0,2 M\$ et une quote-part de la perte des coentreprises de 0,8 M\$ (quote-part du bénéfice des coentreprises de 3,8 M\$ et de 3,7 M\$ respectivement en 2013). La production supérieure à la moyenne et le BAIIA ajusté positif pour la centrale hydroélectrique Umbata Falls ont été relativement inchangés par rapport aux mêmes périodes l'an dernier, mais ont été contrebalancés par la comptabilisation d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés résultant d'une diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013, comparativement à un profit net latent découlant d'une hausse des taux d'intérêt de référence pour les mêmes périodes l'an dernier. Pour le parc éolien Viger-Denonville, l'apport positif du BAIIA ajusté par suite du démarrage des activités en novembre 2013 a également été contrebalancé par une perte nette latente sur instruments financiers dérivés. 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 aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts (« 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 fait pas appel à la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés et ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation. Comme plusieurs 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.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la Société a comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 29,1 M\$ et 65,2 M\$ respectivement, en raison principalement de la baisse des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013. Pour les périodes correspondantes de 2013, Innergex avait comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 27,3 M\$ et de 31,2 M\$ respectivement, en raison de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2012.

En janvier 2014, la Société a complété un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée aux Projets en développement Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek. En avril 2014, la Société et son partenaire ont complété un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée au Projet en développement Mesgi'g Ugju's'n. En date du présent rapport de gestion, la Société avait conclu des instruments financiers dérivés totalisant 595,0 M\$. À la clôture de chaque 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 permettront de contrebalancer une augmentation ou une baisse du taux d'intérêt sur la dette liée aux projets. Au 30 juin 2014, les dérivés qui seront réglés à la clôture du financement avaient une valeur de marché négative de 44,3 M\$.

(Économie) Charge d'impôt

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 0,8 M\$ et de 1,6 M\$ respectivement (0,9 M\$ et 1,7 M\$ respectivement en 2013) et une économie d'impôt différé de 4,4 M\$ et de 17,1 M\$ respectivement (charge de 11,3 M\$ et de 11,7 M\$ respectivement en 2013). L'écart au titre de la charge d'impôt différé pour l'exercice s'explique principalement par une perte nette latente sur instruments financiers dérivés, par rapport à un profit net latent sur instruments financiers dérivés pour les mêmes périodes en 2013.

RAPPORT DE GESTION

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

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle sont liées 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 Ugju'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 mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la Société a affecté des pertes de 6,4 M\$ et de 17,0 M\$ respectivement aux participations ne donnant pas le contrôle (bénéfices de 2,7 M\$ et pertes de 0,2 M\$ en 2013). Les variations pour ces périodes sont attribuables surtout à la comptabilisation de pertes nettes latentes sur instruments financiers dérivés pour les filiales de Creek Power et de MU, à des pertes nettes pour la filiale Kwoiek Creek ainsi qu'à un BAIIA ajusté inférieur et des intérêts compensatoires au titre de l'inflation plus élevés pour Harrison Hydro L.P. Se reporter à la rubrique « Filiales non entièrement détenues » pour un complément d'information.

(Perte nette) bénéfice net

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, la Société a enregistré une perte nette de 14,2 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,10 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 31,0 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,28 \$ par action) en 2013.

Principaux éléments qui ont contribué à la perte nette pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, comparativement à un bénéfice net pour la période correspondante en 2013 :

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
Produits	6 482	En raison principalement de l'augmentation de la production découlant du plus grand nombre d'installations en exploitation.
Économie d'impôt différé	15 724	En raison principalement d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	56 465	En raison principalement d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant le trimestre, comparativement à une augmentation des taux d'intérêt de référence pendant la même période l'an dernier.
Charges financières	5 643	En raison principalement de la comptabilisation en charges des intérêts sur les prêts relatifs à Kwoiek Creek et Northwest Stave River après leur mise en service, de l'ajout de la dette liée à Magpie et de l'augmentation des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel.
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises	3 628	En raison principalement des pertes nettes latentes sur Dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant le trimestre, comparativement à un profit latent sur Dérivés découlant d'une augmentation des taux d'intérêt de référence pendant la même période l'an dernier.

RAPPORT DE GESTION

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

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, la Société a comptabilisé une perte nette de 52,3 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,40 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 30,9 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,29 \$ par action) en 2013.

Principaux éléments qui ont contribué à la perte nette pour la période de six mois close le 30 juin 2014, comparativement à un bénéfice net pour la période correspondante en 2013 :

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
Produits	8 393	En raison principalement de l'augmentation de la production découlant du plus grand nombre d'installations en exploitation.
Économie d'impôt différé	28 854	En raison principalement d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	96 333	En raison principalement d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant la période de six mois, comparativement à une augmentation des taux d'intérêt de référence pendant la même période l'an dernier.
Charges financières	12 355	En raison principalement de la comptabilisation en charges des intérêts sur les prêts relatifs à Kwoiek Creek et Northwest Stave River après leur mise en service, de l'ajout de la dette liée à Magpie et de l'augmentation des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel.
Quote-part (du bénéfice) de la perte des contreprises	4 498	En raison principalement des pertes nettes latentes sur Dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant la période de six mois, comparativement à un profit latent sur Dérivés découlant d'une augmentation des taux d'intérêt de référence pendant la même période l'an dernier.

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	
	2014	2013	2014	2013
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	96 513	94 370	96 172	94 142
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires ¹	201	63	179	77
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	96 714	94 433	96 351	94 219

1. Pendant la période de trois mois close le 30 juin 2014, 1 243 000 des 3 073 684 options sur actions (2 073 420 des 2 736 684 options pour la période de trois mois close le 30 juin 2013) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion des débentures convertibles (7 558 684 pour la période de trois mois close le 30 juin 2013) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, le prix d'exercice étant supérieur au cours moyen des actions ordinaires.

Pendant la période de six mois close le 30 juin 2014, 1 243 000 des 3 073 684 options sur actions (1 263 000 des 2 736 684 options pour la période de six mois close le 30 juin 2013) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion des débentures convertibles (7 558 684 pour la période de six mois close le 30 juin 2013) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, le prix d'exercice étant supérieur au cours moyen des actions ordinaires.

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. Au 30 juin 2013, la Société avait un total de 94 449 724 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 2 736 684 options sur actions en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires par rapport au 30 juin 2013 est attribuable à l'émission de 4 027 051 actions liée à l'acquisition de SM-1 et au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

En date du présent rapport de gestion, la Société avait un total de 100 372 867 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 depuis le 30 juin 2014 est attribuable au RRD.

RAPPORT DE GESTION

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

LIQUIDITÉ ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 19,7 M\$, comparativement à des flux de trésorerie générés de 48,0 M\$ pour la même période en 2013. Au cours de cette période, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 31,6 M\$ et a affecté des fonds liés aux activités d'investissement de 58,0 M\$, aux fins principalement du paiement des travaux de construction de ses cinq Projets en développement et de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1. Au 30 juin 2014, la Société détenait 27,5 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 34,3 M\$ au 31 décembre 2013.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation ont totalisé 19,7 M\$ (48,0 M\$ générés en 2013). Cette variation est attribuable principalement à l'augmentation des charges financières et à une variation nette négative de 23,0 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, les flux de trésorerie générés par les activités de financement ont totalisé 31,6 M\$ (16,9 M\$ en 2013). Cette variation est attribuable principalement à une augmentation nette de la dette à long terme de 59,4 M\$, par suite de montants prélevés sur la facilité à terme de crédit rotatif pour payer les travaux de construction des cinq Projets en développement, contrebalancés par la réduction des montants prélevés découlant du remboursement du prêt au vendeur de SM-1.

Utilisation du produit de financement	Périodes de six mois closes le 30 juin	
	2014	2013
Produit de l'émission de dette à long terme	131 166	121 414
Paiement du coût d'émission des actions ordinaires et privilégiées	(11)	(353)
Génération du produit du financement	131 155	121 061
Remboursement au titre de la dette à long terme	(71 639)	(78 767)
Paiement des frais de financement différés	(157)	(2 746)
Paiement d'autres passifs	(113)	—
Acquisitions d'entreprises	(37 901)	—
Diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restriction	22 751	2 825
Prêts à des parties liées	—	(13 452)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve	1 715	(73)
Ajouts aux immobilisations corporelles	(58 273)	(51 811)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(15 494)	(10 229)
Remboursements (participations dans) des coentreprises	2 259	(5 484)
Réductions des (ajouts aux) autres actifs non courants	26 868	(186)
Utilisation du produit du financement, montant net	(129 984)	(159 951)
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	1 171	(38 890)

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2014, la Société a emprunté 131,2 M\$ aux fins du paiement de la construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek, du développement préalable à la construction du projet Mesgi'g Ugnu's'n, du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et du remboursement des emprunts à long terme; elle a également utilisé 22,8 M\$ de ses liquidités soumises à restrictions pour régler les coûts de construction liés aux centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River. Pendant la période correspondante de 2013, la Société avait emprunté 121,4 M\$ et utilisé 38,9 M\$ de son fonds de roulement pour payer les travaux de construction des projets Gros-Morne, Kwoiek Creek et Northwest Stave River, payer les activités préalables à la construction de ses Projets en développement, rembourser la dette à long terme et réduire les prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif.

RAPPORT DE GESTION

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

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 58,0 M\$ (78,4 M\$ en 2013). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 58,3 M\$ (décaissement de 51,8 M\$ en 2013), les ajouts aux frais de développement liés aux projets ont représenté un décaissement de 15,5 M\$ (décaissement de 10,2 M\$ en 2013) et l'acquisition de la centrale hydroélectrique a représenté un décaissement de 37,9 M\$ (néant en 2013). Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des autres éléments d'actif non courants, qui ont représenté un encaissement de 26,9 M\$ (décaissement de 0,2 M\$ en 2013), en raison principalement du remboursement du prêt au vendeur de SM-1, par une diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, qui ont représenté un encaissement de 22,8 M\$ (encaissement de 2,8 M\$ en 2013) et par une réduction des participations dans les coentreprises, qui ont représenté un encaissement de 2,3 M\$ (décaissement de 5,5 M\$ en 2013).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société ont diminué de 6,8 M\$ (diminution de 13,4 M\$ en 2013), soit le résultat net de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement. Au 30 juin 2014, la Société détenait 27,5 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (34,3 M\$ au 31 décembre 2013).

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	
	2014	2013	2014	2013
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	15 013	13 695	29 392	27 320
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action) ¹	0,1500	0,1450	0,3000	0,2900
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	0,625	0,625
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C ²	719	719	1 438	1 703
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action) ²	0,359375	0,359375	0,718750	0,851675

1. Le 25 février 2014, le Conseil d'administration a augmenté de 0,58 \$ à 0,60 \$ par action ordinaire le dividende annuel que la Société compte verser, 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.

2. Le dividende initial versé au premier trimestre de 2013 était plus élevé pour tenir compte des dividendes à payer depuis la date de clôture de l'émission des Actions privilégiées de série C le 11 décembre 2012. Le dividende trimestriel régulier est de 0,359375 \$.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 octobre 2014 :

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 (\$)
07/08/2014	30/09/2014	15/10/2014	0,1500	0,3125	0,359375

RAPPORT DE GESTION

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

SITUATION FINANCIÈRE

Au 30 juin 2014, l'actif total de la Société s'établissait à 2 521 M\$, le passif total à 1 899 M\$, y compris des dettes à long terme de 1 444 M\$, et les capitaux propres à 622,2 M\$.

Également au 30 juin 2014, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 0.75:1.00 (1.18:1.00 au 31 décembre 2013). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 27,5 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 27,0 M\$ et des comptes de réserve de 46,1 M\$ à la fin du trimestre.

Les changements les plus importants apportés aux postes du bilan pendant la période de six mois close le 30 juin 2014 sont expliqués ci-après.

Actif

Principales variations du total de l'actif pour la période de six mois close le 30 juin 2014 :

- Une diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions de 84,0 M\$ au 31 décembre 2013 à 54,5 M\$ au 30 juin 2014, en raison principalement des montants utilisés pour payer les travaux de construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River;
- Une augmentation des débiteurs de 19,8 M\$ à 42,1 M\$, comme il est expliqué à la rubrique « Fonds de roulement » ci-après;
- Une augmentation des immobilisations corporelles de 185,3 M\$ en raison principalement de la construction des projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek et de l'ajout de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014;
- Une augmentation des immobilisations incorporelles de 32,0 M\$, en raison principalement du retrait du projet Big Silver Creek des frais de développement liés aux projets et de son intégration aux immobilisations corporelles et aux immobilisations incorporelles maintenant que la construction est commencée, et de l'ajout de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014;
- Une diminution des frais de développement liés aux projets de 26,4 M\$, en raison principalement du retrait du projet Big Silver Creek des frais de développement liés aux projets et de son intégration aux immobilisations corporelles et aux immobilisations incorporelles maintenant que la construction est commencée; et
- Une diminution des autres actifs non courants de 26,9 M\$, en raison principalement du remboursement du prêt de 25,0 M\$ au vendeur de SM-1, majoré des intérêts courus, en même temps que la clôture de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 en juin 2014.

Fonds de roulement

Au 30 juin 2014, le fonds de roulement était négatif de 34,6 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,75:1,00. Au 31 décembre 2013, le fonds de roulement était positif de 19,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,18:1,00. La diminution du ratio du fonds de roulement pendant cette période est attribuable à des baisses de 6,8 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, de 22,8 M\$ des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions et de 6,8 M\$ des prêts aux parties liées, à une augmentation de 44,0 M\$ de la composante du passif courant des instruments financiers dérivés et à une hausse de 6,1 M\$ de la tranche à court terme de la dette à long terme, éléments qui sont expliqués séparément plus loin. Ces éléments ont été contrebalancés partiellement par l'augmentation de 22,3 M\$ des débiteurs et par la baisse de 16,1 M\$ des créditeurs, lesquelles sont également expliquées séparément plus loin.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. La Société peut également utiliser sa facilité à terme de crédit rotatif de 425,0 M\$ au besoin. Au 30 juin 2014, la Société avait prélevé 13,9 M\$ US et 201,4 M\$ à titre d'avances de fonds et 32,2 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* sont liés à Harrison Hydro L.P., au prêt pour Kwoiek Creek et au prêt pour Northwest Stave River. Au 30 juin 2014, les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions s'élevaient à 27,0 M\$, dont une tranche de 6,7 M\$ était liée à Harrison Hydro L.P., une tranche de 16,0 M\$ au prêt pour Kwoiek Creek et une tranche de 4,3 M\$ au prêt pour Northwest Stave River (49,7 M\$ au 31 décembre 2013, dont une tranche de 6,7 M\$ était liée à Harrison Hydro L.P., une tranche de 31,5 M\$ au projet Kwoiek Creek et une autre de 11,6 M\$ au prêt pour Northwest Stave River). La diminution découle principalement des montants utilisés pour payer les travaux de construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

Les *débiteurs* ont augmenté pour passer de 19,8 M\$ au 31 décembre 2013 à 42,1 M\$ au 30 juin 2014, en raison principalement des produits qui ont été générés.

RAPPORT DE GESTION

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

Les *prêts aux parties liées* ont diminué pour passer de 6,8 M\$ au 31 décembre 2013 à néant au 30 juin 2014, Harrison Hydro L.P. ayant exécuté une distribution qui s'est traduite par une baisse de 6,8 M\$ des prêts aux parties liées et par une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle, sans incidence sur le bénéfice net ou les flux de trésorerie.

Les *crédeurs et charges à payer* ont diminué pour passer de 48,3 M\$ au 31 décembre 2013 à 32,1 M\$ au 30 juin 2014, en raison principalement des paiements liés à la construction des centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

Les *instruments financiers dérivés compris dans le passif courant* ont augmenté pour passer de 12,9 M\$ au 31 décembre 2013 à 56,9 M\$ au 30 juin 2014, en raison principalement de l'accroissement des contrats à terme sur obligations conclus pour couvrir le taux d'intérêt sur le financement lié aux projets futurs pour les Projets en développement et de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2013. Ces dérivés à court terme seront refinancés au moyen d'emprunts liés aux projets à long terme au cours des prochains mois.

La *dette à long terme comprise dans le passif courant* a augmenté pour passer de 26,6 M\$ au 31 décembre 2013 à 32,7 M\$ au 30 juin 2014, en raison principalement de l'ajout de la dette liée aux projets pour SM-1 et d'un appel de liquidités de Harrison Hydro L.P. auprès de ses commanditaires.

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 1 769 M\$ au 30 juin 2014, comparativement à 1 583 M\$ au 31 décembre 2013. Cette augmentation découle principalement de la construction en cours des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway Creek, de l'ajout de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014 et du retrait du projet Big Silver Creek des frais de développement liés aux projets et de son intégration aux immobilisations corporelles et aux immobilisations incorporelles maintenant que la construction est commencée. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par l'amortissement.

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 498,1 M\$ au 30 juin 2014, comparativement à 466,1 M\$ au 31 décembre 2013. Cette augmentation découle principalement du retrait de 23,2 M\$ de frais de développement liés aux projets du projet Big Silver Creek et de leur intégration aux immobilisations incorporelles maintenant que la construction est commencée, et de l'ajout d'immobilisations incorporelles de 19,2 M\$ liées à la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par l'amortissement.

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux 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 2014, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 55,3 M\$, comparativement à 81,6 M\$ au 31 décembre 2013. La diminution découle principalement du retrait du projet Big Silver Creek des frais de développement liés aux projets et de son intégration aux immobilisations corporelles et aux immobilisations incorporelles maintenant que la construction est commencée.

Autres actifs non courants

Les autres actifs non courants comprennent les dépôts de garantie, les placements et les prêts à des tiers. Au 30 juin 2014, les autres actifs non courants s'élevaient à 6,4 M\$, comparativement à 33,2 M\$ au 31 décembre 2013. La diminution découle principalement du remboursement de 25,0 M\$ du prêt au vendeur de SM-1, majoré des intérêts courus, en même temps que la conclusion de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 en juin 2014.

Passif et capitaux propres

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur le financement par emprunt. La Société ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation et n'utilise pas la comptabilité de couverture pour ses Dérivés. 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 479,3 M\$ au 30 juin 2014. Par conséquent, au 30 juin 2014, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 895,8 M\$ et au montant de 79,9 M\$ au titre des débentures convertibles, signifient que 95 % de l'encours de la dette de la Société (y compris celui des coentreprises) est protégé contre les hausses de taux d'intérêt.

RAPPORT DE GESTION

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

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 595,0 M\$ (340,0 M\$ au 31 décembre 2013) pour les Projets en développement Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n. À la clôture de chaque 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 au niveau des projets. Au 30 juin 2014, les Dérivés qui seront réglés à la clôture du financement avaient une valeur de marché négative de 44,3 M\$.

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 95,4 M\$ au 30 juin 2014 (valeur négative de 31,0 M\$ au 31 décembre 2013). Cette variation est principalement attribuable à une diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013. Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'incidence des Dérivés utilisés pour couvrir les emprunts des coentreprises de la Société. Pour obtenir plus d'information sur l'incidence des 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 2014, la Société avait des charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme de 42,4 M\$ (9,9 M\$ au 31 décembre 2013). L'augmentation de 32,6 M\$ découle principalement des charges à payer liées aux projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek actuellement en construction.

Dette à long terme

Au 30 juin 2014, la dette à long terme s'établissait à 1 444 M\$ (1 340 M\$ au 31 décembre 2013). Cette augmentation de 103,2 M\$ découle principalement de l'ajout des emprunts de 78,4 M\$ liés à SM-1 et des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif destinés à financer les coûts de construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek et les coûts de développement préalables à la construction du projet Mesgi'g Ugju's'n jusqu'à ce que le financement lié à chacun de ces projets 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 la réduction des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif qui a fait suite au remboursement du prêt de 25,0 M\$ au vendeur de SM-1, majoré des intérêts courus. Les emprunts relatifs à SM-1 comprennent une dette liée au projet de 37,5 M\$ portant un taux d'intérêt de 3,3 % et une débenture de 40,9 M\$ portant un taux d'intérêt de 8,0 %. Le montant de la dette liée au projet pour la centrale hydroélectrique SM-1 tient compte d'un ajustement à la juste valeur de marché lors de la consolidation aux états financiers de la Société.

Depuis le début de l'exercice 2014, 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 plusieurs 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 2014, les capitaux propres de la Société totalisaient 622,2 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 59,9 M\$, comparativement à 665,9 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 81,4 M\$, au 31 décembre 2013. La diminution de 43,7 M\$ du total des capitaux propres découle essentiellement de la comptabilisation d'une perte nette de 52,3 M\$ et des dividendes de 33,0 M\$ déclarés sur les actions privilégiées et ordinaires, partiellement contrebalancés par l'émission en faveur du vendeur de SM-1 de 4 027 051 actions ordinaires de la Société à un prix de 10,36 \$ l'action ordinaire, aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1, le produit net total s'établissant à 41,7 M\$.

Arrangements hors bilan

Au 30 juin 2014, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 44,4 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 32,2 M\$ ont été émis en vertu de sa facilité à terme de crédit rotatif et le reste, en vertu des facilités de crédit sans recours pour les projets. À cette date, Innergex a également émis des garanties de société pour un montant total de 11,0 M\$ en vue de soutenir la construction du parc éolien Gros-Morne et 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)

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 nettes 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.

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution	12 derniers mois clos le 30 juin	
	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	93 959	105 626
<i>(Déduire) Ajouter les éléments suivants :</i>		
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	(7 276)	(32 909)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(2 558)	(2 804)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(27 694)	(23 997)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ¹	(1 550)	(7 806)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(7 126)	(5 954)
Entrées de trésorerie pour les services de transmission fournis par Harrison Hydro L.P. à d'autres installations ²	—	4 916
<i>Ajuster compte tenu des éléments suivants :</i>		
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	592	2 345
Pertes réalisées sur instruments financiers dérivés	—	17 386
Flux de trésorerie disponibles	48 347	56 803
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	57 039	54 441
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	118 %	96 %
Dividendes déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces ³	44 184	39 055
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	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. Le montant de 4,9 M\$ a été reçu par Harrison Hydro L.P. au titre des services de transmission devant être fournis à la centrale Northwest Stave River; une tranche de 49,9 % de ce montant 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)

Pour la période des 12 derniers mois close le 30 juin 2014, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 48,3 M\$, comparativement à 56,8 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette diminution est attribuable principalement aux remboursements prévus de capital plus élevés, ainsi qu'à la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et des pertes réalisées sur les instruments financiers dérivés, en raison principalement d'une production inférieure à la moyenne à long terme sur une plus longue période au cours des 12 derniers mois clos le 30 juin 2014, comparativement à la même période l'an dernier.

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 des 12 derniers mois close le 30 juin 2014, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 118 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 96 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. La variation négative est principalement attribuable à la diminution des Flux de trésorerie disponibles expliquée plus haut de même qu'à l'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires découlant du nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation en vertu du RRD et à l'émission de 4 027 051 actions ordinaires de la Société aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1.

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 charge 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 des 12 derniers mois close le 30 juin 2014, la Société a engagé des charges liées aux Projets potentiels de 5,2 M\$, comparativement à 4,2 M\$ pour la période des 12 derniers mois précédente. Cette augmentation de 24 % est surtout attribuable à l'appel d'offres en cours au Québec et à l'appel d'offres à venir en Ontario. Sans tenir compte de ces charges discrétionnaires, le Ratio de distribution de la Société serait inférieur d'environ 11 points de pourcentage pour la période des 12 derniers mois close le 30 juin 2014 et d'environ sept points de pourcentage pour la période des 12 derniers mois 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 entend obtenir et des capitaux propres supplémentaires provenant du RRD.

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 juin 2014, 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 mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits de 1,4 M\$ et 1,8 M\$ respectivement (1,2 M\$ et 1,5 M\$ respectivement en 2013), ce qui représente des apports de 2,0 % et 1,6 % respectivement (2,0 % et 1,5 % respectivement en 2013) aux produits consolidés de la Société pour ces périodes. L'augmentation est principalement attribuable aux débits d'eau supérieurs et aux prix de vente plus élevés par rapport aux mêmes périodes l'an dernier.

Secteurs opérationnels

Au 30 juin 2014, 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.

RAPPORT DE GESTION

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

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 2013. 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 2014	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
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
Période de trois mois close le 30 juin 2013					
Production (MWh)	638 994	140 551	12 997	—	792 542
Produits	46 611	11 097	5 459	—	63 167
Charges :					
Charges d'exploitation	5 567	2 403	289	—	8 259
Frais généraux et administratifs	1 795	615	53	461	2 924
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	724	724
BAIIA ajusté	39 249	8 079	5 117	(1 185)	51 260

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION Période de six mois close le 30 juin 2014	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
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
BAIIA ajusté	53 130	21 091	8 334	(3 409)	79 146
Période de six mois close le 30 juin 2013					
Production (MWh)	815 552	343 227	19 932	—	1 178 711
Produits	63 185	27 298	8 372	—	98 855
Charges :					
Charges d'exploitation	9 644	4 473	600	—	14 717
Frais généraux et administratifs	3 643	1 210	171	902	5 926
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	1 549	1 549
BAIIA ajusté	49 898	21 615	7 601	(2 451)	76 663

RAPPORT DE GESTION

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

SOMMAIRE DES POSTES DE BILAN Au 30 juin 2014	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 750 213	371 899	126 216	272 430	2 520 758
Total du passif	1 254 876	243 080	115 599	284 966	1 898 521
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	1 324	196	161	78 394	80 075
Au 31 décembre 2013					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 449 527	387 062	128 146	412 339	2 377 074
Total du passif	949 570	248 594	116 085	396 890	1 711 139
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	66 581	1 213	100	89 501	157 395

Secteur de la production hydroélectrique

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, ce secteur a produit 98 % de la PMLT et a dégagé des produits de 54,3 M\$, comparativement à 104 % de la PMLT et à des produits de 46,6 M\$ pour la même période l'an dernier. Les débits d'eau ont été supérieurs à la moyenne au Québec et aux États-Unis, inférieurs à la moyenne en Ontario et légèrement inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, ce secteur a produit 90 % de la PMLT et a dégagé des produits de 71,1 M\$, comparativement à 96 % de la PMLT et à des produits de 63,2 M\$ pour la même période l'an dernier. Ce niveau de production découle principalement de l'incidence des débits d'eau inférieurs à la moyenne au premier trimestre, en particulier en Colombie-Britannique. L'augmentation de 17 % des produits pour le deuxième trimestre et de 12 % pour le premier semestre de 2014 découle principalement de l'apport de la centrale Magpie acquise en juillet 2013 et de l'ajout des centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River mises en service à la fin de 2013. La centrale SM-1, qui a été acquise en juin 2014, n'a dégagé qu'un apport mineur aux résultats d'exploitation.

L'actif total a augmenté depuis le 31 décembre 2013, en raison principalement de l'accroissement des immobilisations corporelles lié au transfert de la centrale Kwoiek Creek en provenance du secteur de l'aménagement d'emplacements et de l'ajout de la centrale SM-1 acquise en juin 2014, partiellement contrebalancés par l'amortissement des immobilisations corporelles et l'amortissement des immobilisations incorporelles.

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2013, en raison principalement du transfert du prêt de Kwoiek Creek en provenance du secteur de l'aménagement d'emplacements et de l'ajout de la centrale SM-1, partiellement contrebalancés par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production éolienne

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, le secteur de la production éolienne a produit 82 % de la PMLT et a dégagé des produits de 9,3 M\$, comparativement à 98 % de la PMLT et à des produits de 11,1 M\$ pour la même période l'an dernier. Ce niveau de production découle principalement des régimes de vent inférieurs à la moyenne pour tous les parcs éoliens pendant le trimestre. La diminution de 16 % des produits découle principalement des niveaux de production inférieurs par rapport à la même période l'an dernier.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, le secteur de la production éolienne a produit 95 % de la PMLT et a dégagé des produits de 27,1 M\$, comparativement à 96 % de la PMLT et à des produits de 27,3 M\$ pour la même période l'an dernier. Ce niveau de production découle principalement des régimes de vent inférieurs à la moyenne au deuxième trimestre, qui ont plus que contrebalancé les régimes supérieurs à la moyenne au premier trimestre.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2013 est principalement attribuable à l'amortissement des immobilisations corporelles et à l'amortissement des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2013 est attribuable surtout au 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)

Secteur de la production solaire

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, ce secteur a produit 113 % de la PMLT et a dégagé des produits de 6,0 M\$, comparativement à 103 % de la PMLT et à des produits de 5,5 M\$ pour la même période l'an dernier. Ce niveau de production découle principalement des régimes solaires supérieurs à la moyenne enregistrés pendant le trimestre. L'augmentation de 9 % des produits est surtout attribuable aux niveaux de production supérieurs par rapport à la même période l'an dernier.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2014, ce secteur a produit 109 % de la PMLT et a dégagé des produits de 9,1 M\$, comparativement à 99 % de la PMLT et à des produits de 8,4 M\$ pour la même période l'an dernier. Le régime solaire s'est situé dans la moyenne au premier trimestre et a été supérieur à la moyenne au deuxième trimestre. L'augmentation de 9 % des produits est surtout attribuable aux niveaux de production supérieurs par rapport à la même période l'an dernier, en raison notamment des fortes chutes de neige inhabituelles et des grands froids qui ont ralenti les opérations de déneigement au premier trimestre de 2013.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2013 est attribuable principalement à l'amortissement des immobilisations corporelles et à l'amortissement des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2013 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 2014, les frais d'aménagement d'emplacements se sont établis à 1,9 M\$ et 3,4 M\$ respectivement, comparativement à 1,2 M\$ et 2,5 M\$ respectivement en 2013. L'augmentation enregistrée pendant ces périodes est attribuable principalement à la hausse des charges liées aux Projets potentiels découlant de l'appel d'offres en cours au Québec et de l'appel d'offres à venir en Ontario.

La baisse du total de l'actif depuis le 31 décembre 2013 découle principalement du transfert de la centrale Kwoiek Creek au secteur de la production hydroélectrique, partiellement contrebalancé par des paiements engagés aux fins des coûts de construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek et des activités de préconstruction du projet Mesgi'g Ugju's'n.

La baisse du total du passif depuis le 31 décembre 2013 est attribuable principalement au transfert du prêt pour Kwoiek Creek au secteur de la production hydroélectrique, partiellement contrebalancé par l'accroissement des instruments financiers dérivés qui a fait suite à l'achèvement par la Société du programme de couverture destiné à fixer le taux d'intérêt sur la dette liée à ses Projets en développement.

RAPPORT DE GESTION

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

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(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 et dilué)	(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	0,15	0,15	0,145	0,145

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	30 juin 2013	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012
Production (MWh)	792 541	386 171	531 564	559 379
Produits	63,2	35,7	47,1	47,1
BAIIA ajusté	51,3	25,4	34,2	36,7
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(27,3)	(3,8)	(5,3)	(9,5)
Bénéfice net (perte nette)	31,0	(0,2)	(0,6)	(0,7)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	28,3	2,8	1,8	(0,2)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,28	0,01	0,00	(0,01)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	2,0	1,1	1,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13,7	13,6	13,6	13,5
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,145	0,145	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)

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	2014				2013			
	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	42 310	37 823	112%	84,56	39 416	37 823	104%	84,38
Viger-Denonville	14 081	15 450	91%	148,55	—	—	—	—

Périodes de six mois closes le 30 juin	2014				2013			
	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	61 083	54 750	112%	84,32	58 257	54 750	106%	84,35
Viger-Denonville	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	
	2014	2013	2014	2013
Produits	3 578	3 324	5 150	4 914
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	222	186	413	367
BAlIA ajusté	3 356	3 138	4 737	4 547
Charges financières	610	631	1 221	1 242
Autres produits, montant net	(9)	(8)	(21)	(16)
Amortissements	1 003	1 007	2 007	2 013
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	641	(2 958)	2 140	(3 418)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	1 111	4 466	(610)	4 726

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la production a été supérieure à la moyenne à la faveur de débits d'eau plus élevés que la moyenne, tout comme l'an dernier. Les produits et le BAlIA ajusté ont été légèrement supérieurs par rapport aux mêmes périodes en 2013. Le bénéfice net inférieur pour la période de trois mois et la perte nette pour la période de six mois s'expliquent par une perte nette latente sur instruments financiers dérivés attribuable à la diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013, comparativement à un profit net latent sur instruments financiers dérivés découlant de l'augmentation des taux d'intérêt de référence pendant les mêmes périodes en 2013.

RAPPORT DE GESTION

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

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

	30 juin 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	3 619	3 685
Actifs non courants	73 870	75 864
Passifs courants	47 432	47 972
Passifs non courants	4 012	1 852
Capitaux propres	26 045	29 725

La réduction des capitaux propres découle principalement d'une distribution de 3,1 M\$ et de la perte nette enregistrée pour la période de six mois. En outre, l'échéance prévue pour juillet 2014 du prêt pour Umbata Falls, L.P., qui a été comptabilisé dans la tranche à court terme de la dette à long terme, a été prolongée de quelques mois. Umbata Falls, L.P. prévoit en refinancer l'encours avant la fin de l'exercice. Par ailleurs, 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 46,1 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur la totalité du prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative nette de 5,2 M\$ au 30 juin 2014 (valeur négative de 3,0 M\$ au 31 décembre 2013).

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	
	2013	2012	2014	2013
Produits	2 092	—	5 551	—
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	424	2	965	4
BAlIA ajusté	1 668	(2)	4 586	(4)
Charges financières	829	—	1 668	—
Autres produits, montant net	(10)	(897)	(16)	(897)
Amortissements	835	1	1 671	1
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	693	(2 392)	2 250	(1 888)
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(679)	3 286	(987)	2 780

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, les produits et le BAlIA ajusté tiennent compte de l'exploitation du parc éolien Viger-Denonville, qui a été mis en service en novembre 2013. La perte nette enregistrée pendant ces périodes s'explique par une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant d'une diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013, comparativement à un profit net latent sur instruments financiers dérivés découlant de l'augmentation des taux d'intérêt de référence pendant les mêmes périodes l'an dernier.

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

	30 juin 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	19 518	9 221
Actifs non courants	65 426	63 940
Passifs courants	12 543	8 200
Passifs non courants	57 759	44 813
Capitaux propres	14 643	20 148

La réduction des capitaux propres découle principalement d'un remboursement d'une participation de 4,5 M\$ une fois le financement du projet mis en place et d'une perte nette enregistrée pendant 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 de 57,9 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Viger-Denonville avait une valeur négative nette de 3,1 M\$ au 30 juin 2014 (valeur négative de 0,9 M\$ au 31 décembre 2013).

RAPPORT DE GESTION

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

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 huit filiales

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	
	2014	2013	2014	2013
Produits	19 308	21 007	23 706	25 861
BAlIA ajusté	16 002	18 628	18 206	21 366
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	561	4 890	(8 011)	(754)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	134	2 296	(4 294)	(669)
Participations ne donnant pas le contrôle	427	2 594	(3 717)	(85)
	561	4 890	(8 011)	(754)

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la diminution des produits et du BAlIA ajusté est attribuable principalement à la production moins élevée que la moyenne par rapport aux mêmes périodes l'an dernier, qui est restée inférieure à la PMLT en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique. La baisse du bénéfice net pour le trimestre et le perte nette accrue pour la période de six mois sont attribuables aux intérêts compensatoires au titre de l'inflation plus élevés sur les obligations à rendement réel, soit de 4,9 M\$ pour le trimestre et de 5,1 M\$ pour la période de six mois (3,3 M\$ et 1,2 M\$ respectivement pour les mêmes périodes l'an dernier), en raison de la hausse du taux d'inflation.

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

	30 juin 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	23 878	30 143
Actifs non courants	654 124	662 749
Passifs courants	18 882	13 925
Passifs non courants	462 278	460 511
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	119 398	130 497
Participations ne donnant pas le contrôle	77 444	87 959

Au 30 juin 2014, la diminution des actifs non courants est principalement attribuable à l'amortissement des immobilisations corporelles. De plus, Harrison Hydro L.P. a effectué une distribution de 13,6 M\$ en 2013 sous forme de prêts ne portant pas intérêt au montant de 6,8 M\$ chacun, à la Société et à ses partenaires, qui ont été présentés comme des prêts aux partenaires au 31 décembre 2013. Le 1^{er} janvier 2014, ces prêts ont été remboursés directement à même les distributions de Harrison Hydro L.P. et une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle a été comptabilisée en 2014, sans incidence sur les flux de trésorerie.

RAPPORT DE GESTION

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

Creek Power Inc. et ses six filiales

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	
	2014	2013	2014	2013
Produits	839	858	842	868
BAIIA ajusté	435	413	(54)	34
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(9 185)	472	(22 682)	(358)
(Perte nette) bénéfice net et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	(6 105)	320	(15 099)	(226)
Participation ne donnant pas le contrôle	(3 079)	152	(7 583)	(132)
	(9 184)	472	(22 682)	(358)

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, la comptabilisation d'une perte nette est attribuable principalement à la constatation pendant le trimestre d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés résultant de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le début du trimestre, comparativement à un profit net latent pour la même période l'an dernier, et à la comptabilisation pendant la période de six mois d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés plus élevée, comparativement à la même période l'an dernier.

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

	30 juin 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	2 721	6 593
Actifs non courants	133 282	67 349
Passifs courants	39 843	13 547
Passifs non courants	127 981	69 534
Déficit attribuable aux propriétaires	(24 996)	(9 897)
Participation ne donnant pas le contrôle	(6 825)	758

L'augmentation des postes de l'état de la situation financière s'explique principalement par les dépenses de construction pour les projets Upper Lillooet River et Boulder Creek. La hausse du passif courant est également attribuable aux contrats à terme sur obligations conclus afin de couvrir les taux d'intérêt sur le financement futur lié à ces projets.

RAPPORT DE GESTION

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

Kwoiek Creek Resources Limited Partnership et son commandité

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	
	2014	2013	2014	2013
Produits	4 767	—	5 143	—
BAlIA ajusté	3 885	(2)	3 732	(5)
Perte nette et résultat global	(1 564)	(2)	(5 488)	(5)
Perte nette et résultat global attribuables aux :				
Propriétaires de la société mère	(684)	(1)	(2 578)	(2)
Participation ne donnant pas le contrôle	(880)	(1)	(2 910)	(3)
	(1 564)	(2)	(5 488)	(5)

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, les produits et le BAlIA ajusté tiennent compte de l'exploitation de la centrale Kwoiek Creek, qui a été mise en service en date du 1^{er} janvier 2014. La perte nette enregistrée pendant ces périodes est surtout attribuable aux niveaux de production inférieurs à la PMLT, en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et des activités de mise en service, compte tenu de l'absence de lien direct entre les charges d'exploitation, l'amortissement et les charges financières et les niveaux de production.

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

	30 juin 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	22 108	34 019
Actifs non courants	177 700	177 928
Passifs courants	6 566	23 694
Passifs non courants	213 378	202 901
Déficit attribuable aux propriétaires	(10 092)	(7 514)
Participations ne donnant pas le contrôle	(10 044)	(7 134)

RAPPORT DE GESTION

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

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

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

	Période de trois mois close le 30 juin 2014	Depuis le 21 mars 2014
Produits	—	—
BAIIA ajusté	—	—
Bénéfice net et résultat global	(5 795)	(5 674)
Bénéfice net et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(2 992)	(2 871)
Participation ne donnant pas le contrôle	(2 803)	(2 803)
	(5 795)	(5 674)

La comptabilisation d'une perte nette pour la période de trois mois close le 30 juin 2014 et depuis le début des activités d'exploitation de la filiale en mars 2014 est attribuable principalement à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le début de ces périodes.

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

	30 juin 2014
Actifs courants	732
Actifs non courants	4 757
Passifs courants	6 163
Passifs non courants	—
Déficit attribuable aux propriétaires	(171)
Participation ne donnant pas le contrôle	(503)

L'augmentation des postes de l'état de la situation financière est attribuable principalement au transfert par le partenaire d'actifs de 2,3 M\$ en contrepartie d'une participation du même montant, sans incidence sur les flux de trésorerie.

RAPPORT DE GESTION

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

Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. et son commandité

Le 20 juin 2014, la Société a signé une entente d'achat d'actif en vue de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1.

Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global - Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.

	Période de 11 jours close le 30 juin 2014
Produits	283
BAlIA ajusté	249
Perte nette et résultat global	(52)
Perte nette et résultat global attribuables aux :	
Propriétaires de la société mère	(26)
Participation ne donnant pas le contrôle	(26)
	(52)

Sommaire de l'état de la situation financière - Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.

	30 juin 2014
Actifs courants	3 822
Actifs non courants	135 019
Passifs courants	4 980
Passifs non courants	75 161
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	58 721
Participations ne donnant pas le contrôle	(21)

RAPPORT DE GESTION

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

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

Nouvelles IFRS ayant une incidence sur la performance financière et la situation financière de l'exercice considéré

IFRIC 21, Droits ou taxes

En mai 2013, l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») a publié IFRIC 21, Droits ou taxes (« IFRIC 21 »), une interprétation d'IAS 37, Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels (« IAS 37 »), qui porte sur la comptabilisation de droits et de taxes imposés par les autorités publiques. IAS 37 définit les critères relatifs à la comptabilisation d'un passif, notamment l'exigence pour l'entité d'avoir une obligation actuelle en raison d'un événement passé (« fait générateur d'obligation »). IFRIC 21 précise que le fait générateur d'obligation qui donne lieu à un passif visant à payer un droit ou une taxe constitue l'activité décrite dans les lois applicables qui entraîne le paiement du droit ou de la taxe. Cette norme a été adoptée et appliquée dans le cadre des présents états financiers. Son application n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés pour l'exercice considéré.

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

IFRS 15, Produits tirés de contrats conclus avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, Produits tirés de contrats conclus avec des clients (« IFRS 15 »). Cette norme remplace IAS 11, Contrats de construction, IAS 18, Produits des activités ordinaires, IFRIC 13, Programmes de fidélisation de la clientèle, IFRIC 15, Contrats de construction de biens immobiliers, IFRIC 18, Transferts d'actifs provenant de clients, et SIC-31, Produits des activités ordinaires – opérations de troc impliquant des services de publicité. IFRS 15 s'applique à tous les contrats conclus avec des clients, sauf ceux qui entrent dans le champ d'application d'autres IFRS. IFRS 15 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2017. La Société évalue l'incidence prévue de cette interprétation sur ses états financiers consolidés.

IFRS 11, Partenariats

IFRS 11 a été modifiée en mai 2014 afin d'ajouter de nouvelles indications sur la manière de comptabiliser l'acquisition d'une participation dans une entreprise commune qui constitue une entreprise. Ces modifications prendront effet pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2016. La Société évalue l'incidence prévue de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT NON AUDITÉS

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

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2014	2013	2014	2013
Produits		69 649	63 167	107 248	98 855
Charges					
Charges d'exploitation	4	11 025	8 259	18 670	14 717
Frais généraux et administratifs		3 330	2 924	6 884	5 926
Charges liées aux projets potentiels		1 477	724	2 548	1 549
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres (produits) charges, montant net, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés		53 817	51 260	79 146	76 663
Charges financières	5	24 469	18 826	44 133	31 778
Autres (produits) charges, montant net	6	(739)	2 958	(912)	585
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés		30 087	29 476	35 925	44 300
Amortissement des immobilisations corporelles	4, 8	13 679	11 999	27 338	24 008
Amortissement des immobilisations incorporelles	4	5 252	5 453	10 440	10 905
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises		(204)	(3 832)	792	(3 706)
Perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés		29 147	(27 318)	65 177	(31 156)
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat		(17 787)	43 174	(67 822)	44 249
(Économie) charge d'impôt					
Exigible		845	854	1 596	1 658
Différé		(4 443)	11 281	(17 124)	11 730
		(3 598)	12 135	(15 528)	13 388
(Perte nette) bénéfice net		(14 189)	31 039	(52 294)	30 861

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT NON AUDITÉS

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

	Notes	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2014	2013	2014	2013
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère		(7 835)	28 302	(35 254)	31 099
Participations ne donnant pas le contrôle		(6 354)	2 737	(17 040)	(238)
		(14 189)	31 039	(52 294)	30 861
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	7	96 513	94 370	96 172	94 142
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (en \$)	7	(0,10)	0,28	(0,40)	0,29
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	7	96 714	94 433	96 351	94 219
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (en \$)	7	(0,10)	0,28	(0,40)	0,29

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL NON AUDITÉS

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

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
(Perte nette) bénéfice net	(14 189)	31 039	(52 294)	30 861
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :				
(Perte) profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(238)	183	3	279
Impôt différé connexe	31	(24)	(1)	(36)
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	247	(187)	3	(286)
Impôt différé connexe	(32)	24	—	37
Autres éléments du résultat global	8	(4)	5	(6)
Total du résultat global	(14 181)	31 035	(52 289)	30 855
Total du résultat global attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(7 827)	28 298	(35 249)	31 093
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 354)	2 737	(17 040)	(238)
	(14 181)	31 035	(52 289)	30 855

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE NON AUDITÉS

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

		Au 30 juin 2014	Au 31 décembre 2013
Actif	Notes		
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		27 516	34 267
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		26 994	49 745
Débiteurs		42 147	19 799
Comptes de réserve		1 199	1 771
Actifs d'impôt exigible		66	80
Instruments financiers dérivés		1 417	7 563
Prêts consentis à des parties liées	14	—	6 798
Charges payées d'avance et autres		6 349	5 085
		105 688	125 108
Actifs non courants			
Comptes de réserve		44 910	45 791
Immobilisations corporelles	8	1 768 699	1 583 417
Immobilisations incorporelles		498 111	466 093
Frais de développement liés aux projets		55 284	81 643
Participations dans des coentreprises		20 084	24 639
Instruments financiers dérivés		5 204	7 066
Actifs d'impôt différé		8 133	1 804
Goodwill		8 269	8 269
Autres actifs non courants	3	6 376	33 244
		2 520 758	2 377 074

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE NON AUDITÉS

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

		Au 30 juin 2014	Au 31 décembre 2013
	Notes		
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		16 794	15 651
Fournisseurs et autres créditeurs		32 110	48 258
Passifs d'impôt exigible		1 306	2 216
Instruments financiers dérivés		56 939	12 915
Tranche à court terme de la dette à long terme		32 733	26 649
Tranche à court terme des autres passifs		370	362
		140 252	106 051
Retenues de garantie au titre de la construction		5 668	1 347
Instruments financiers dérivés		39 226	26 081
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme		42 421	9 855
Dette à long terme	9	1 410 862	1 313 718
Autres passifs		10 762	10 567
Composante passif des débetures convertibles		79 923	79 831
Passifs d'impôt différé		169 407	163 689
		1 898 521	1 711 139
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires	10	56 282	10 374
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		1 937	1 806
Composante capitaux propres des débetures convertibles		1 340	1 340
Déficit		(413 018)	(344 809)
Cumul des autres éléments du résultat global		249	244
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		562 341	584 506
Participations ne donnant pas le contrôle		59 896	81 429
Total des capitaux propres		622 237	665 935
		2 520 758	2 377 074

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES NON AUDITÉS

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

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 priviliégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débitures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 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 (note 3)	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 (note 14)									—	(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.

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES NON AUDITÉS

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

Période de six mois close le 30 juin 2013	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	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 2013	93 660	120 500	656 281	131 069	1 511	1 340	(330 621)	241	580 321	107 611	687 932
Bénéfice net (perte nette)							31 099		31 099	(238)	30 861
Autres éléments du résultat global								(6)	(6)		(6)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	31 099	(6)	31 093	(238)	30 855
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	790	7 702							7 702		7 702
Réduction du capital sur les actions ordinaires		(128 201)	128 201						—		—
Paiement fondé sur des actions					171				171		171
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 14)									—	(23 444)	(23 444)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(27 320)		(27 320)		(27 320)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(3 828)		(3 828)		(3 828)
Solde au 30 juin 2013	94 450	1	784 482	131 069	1 682	1 340	(330 670)	235	588 139	83 929	672 068

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE NON AUDITÉS

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

		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2014	2013
	Notes		
Activités d'exploitation			
(Perte nette) bénéfice net		(52 294)	30 861
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		27 338	24 008
Amortissement des immobilisations incorporelles		10 440	10 905
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises		792	(3 706)
Perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés		65 177	(31 156)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	5 093	1 184
Amortissement des frais de financement	5	498	462
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débentures convertibles	5	770	781
Charges de désactualisation des autres passifs	5	316	251
Païement fondé sur des actions		131	171
Impôt différé		(17 124)	11 730
Incidence de la variation des taux de change		19	327
Autres		284	(41)
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	5	37 084	28 938
Intérêts versés		(36 759)	(28 933)
Distributions reçues des coentreprises		1 504	1 040
Charge d'impôt exigible		1 596	1 658
Impôt sur le résultat payé, montant net		(2 493)	(783)
		42 372	47 697
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	12	(22 715)	289
		19 657	47 986
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(24 050)	(19 504)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(3 562)	(3 111)
Augmentation de la dette à long terme		131 166	121 414
Remboursement au titre de la dette à long terme		(71 639)	(78 767)
Païement des frais de financement différés		(157)	(2 746)
Païement d'autres passifs		(113)	—
Païement des frais d'émission d'actions ordinaires et d'actions privilégiées		(11)	(353)
		31 634	16 933

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE NON AUDITÉS

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

		Périodes de six mois closes les 30 juin	
		2014	2013
	Notes		
Activités d'investissement			
Acquisitions d'entreprises	3	(37 901)	—
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		22 751	2 825
Prêts consentis à des parties liées	14	—	(13 452)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve		1 715	(73)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(58 273)	(51 811)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		—	(28)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(15 494)	(10 229)
Prélèvements au titre (participations dans) des coentreprises		2 259	(5 484)
Investissement provenant de participations ne donnant par le contrôle	13.3	5	—
Réductions des (ajouts aux) autres actifs non courants		26 868	(186)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		48	56
		(58 022)	(78 382)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(20)	31
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(6 751)	(13 432)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période		34 267	49 496
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période		27 516	36 064
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		19 478	29 408
Placements à court terme		8 038	6 656
		27 516	36 064

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 12.

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

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

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 7 août 2014.

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 dernier 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 dernier rapport annuel de la Société.

2. APPLICATION DES NOUVELLES IFRS ET DES IFRS RÉVISÉES

2.1 Nouvelles IFRS ayant une incidence sur la performance financière et la situation financière de l'exercice considéré

IFRIC 21, Droits ou taxes

En mai 2013, l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») a publié IFRIC 21, Droits ou taxes (« IFRIC 21 »), une interprétation d'IAS 37, Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels (« IAS 37 »), qui porte sur la comptabilisation de droits et de taxes imposés par les autorités publiques. IAS 37 définit les critères relatifs à la comptabilisation d'un passif, notamment l'exigence pour l'entité d'avoir une obligation actuelle en raison d'un événement passé (« fait générateur d'obligation »). IFRIC 21 précise que le fait générateur d'obligation qui donne lieu à un passif visant à payer un droit ou une taxe constitue l'activité décrite dans les lois applicables qui entraîne le paiement du droit ou de la taxe. Cette norme a été adoptée et appliquée dans le cadre des présents états financiers. Son application n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés pour l'exercice considéré.

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

IFRS 15, Produits tirés de contrats conclus avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, Produits tirés de contrats conclus avec des clients (« IFRS 15 »). Cette norme remplace IAS 11, Contrats de construction, IAS 18, Produits des activités ordinaires, IFRIC 13, Programmes de fidélisation de la clientèle, IFRIC 15, Contrats de construction de biens immobiliers, IFRIC 18, Transferts d'actifs provenant de clients, et SIC-31, Produits des activités ordinaires – opérations de troc impliquant des services de publicité. IFRS 15 s'applique à tous les contrats conclus avec des clients, sauf ceux qui entrent dans le champ d'application d'autres IFRS. IFRS 15 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2017. La Société évalue l'incidence prévue de cette interprétation sur ses états financiers consolidés.

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

IFRS 11, Partenariats

IFRS 11 a été modifiée en mai 2014 afin d'ajouter de nouvelles indications sur la manière de comptabiliser l'acquisition d'une participation dans une entreprise commune qui constitue une entreprise. Ces modifications prendront effet pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2016. La Société évalue l'incidence prévue de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

3. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

3.1 Acquisition des actifs de Sainte-Marguerite-1

Le 20 juin 2014, la Société et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« Desjardins ») ont conclu l'acquisition de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Sainte-Marguerite-1 (« SM-1 »), située au Québec, au Canada. Le prix d'achat initial de la centrale SM-1 s'est établi à 82 121 \$, en plus de la prise en charge d'une dette sans recours liée au projet de 37 455 \$ portant intérêt à un taux fixe de 3,30 % et arrivant à échéance en 2025 (se reporter à la note 9).

Le prix d'achat initial de 82 121 \$ a été réglé comme suit : une tranche de 37 901 \$ en espèces, une tranche de 2 500 \$ qui est payable au moyen d'une retenue et une tranche de 41 720 \$ par l'émission de parts de Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (« SM-1 S.E.C. »), que le vendeur a immédiatement transférée à la Société en échange de 4 027 051 actions ordinaires de la Société nouvellement émises à un prix de 10,36 \$ par action ordinaire. Ainsi, la Société détient maintenant les parts privilégiées de SM-1 S.E.C. qui portent un taux de distribution privilégié de 10,5 % jusqu'au 1^{er} janvier 2024 et de 11,3 % par la suite. En outre, le prix d'achat a été réduit de 1 661 \$ pour tenir compte du montant des flux de trésorerie nets générés par la centrale depuis le 1^{er} janvier 2014 et qui sont attribuables aux acheteurs. Par conséquent, la retenue à payer a été réduite à 839 \$, ce qui se traduit par un prix d'achat ajusté de 80 460 \$. D'autres ajustements pourraient être apportés, notamment après que le programme d'améliorations des immobilisations aura été mené à bien.

Le prix d'achat total initial a été calculé comme suit :

Espèces	37 901
Retenue payable	839
Actions émises	41 720
Total du prix d'achat	80 460

La Société et Desjardins détiennent respectivement 50,01 % et 49,99 % des parts ordinaires de SM-1 S.E.C. Parallèlement à l'acquisition de la centrale SM-1, Desjardins a souscrit à une débenture émise par SM-1 S.E.C. pour un produit total de 40 901 \$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,0 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064.

À la suite de la conclusion de l'acquisition, le vendeur a utilisé une tranche du produit en espèces pour rembourser à la Société le dépôt de 25 000 \$ qu'il a reçu en juillet 2012, plus des produits d'intérêts courus s'élevant à 3 464 \$. Ce dépôt et ces intérêts courus étaient comptabilisés dans les autres actifs non courants.

La totalité de l'énergie produite par cette centrale est vendue à Hydro-Québec aux termes de deux contrats d'achat d'électricité échéant en 2017 et en 2027, respectivement.

Les flux de trésorerie additionnels tirés des actifs acquis devraient augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets futurs. L'acquisition de la centrale SM-1 a permis d'ajouter une puissance installée additionnelle d'environ 30,5 MW au portefeuille de centrales hydroélectriques en exploitation de la Société.

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

Le tableau suivant reflète la répartition initiale du prix d'achat :

Compte de réserve	259
Immobilisations corporelles	115 547
Immobilisations incorporelles	19 213
Passifs courants	(583)
Dette à long terme	(37 455)
Passifs d'impôt différé	(16 521)
Actifs nets acquis	80 460

La répartition du prix d'achat demeure assujettie à la finalisation de l'évaluation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des passifs d'impôt différé et des ajustements conséquents.

Les coûts de transaction liés à cette acquisition ont été comptabilisés à titre de coûts de transaction du regroupement d'entreprises conformément à IFRS 3.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2014, les produits consolidés et la perte nette auraient été de 71 768 \$ et de 13 530 \$, respectivement, pour la période de trois mois close le 30 juin 2014, ainsi que de 112 571 \$ et de 50 218 \$, respectivement, pour la période de six mois close le 30 juin 2014.

Les montants des produits et de la perte nette de SM-1 S.E.C. depuis le 20 juin 2014, présentés dans les comptes consolidés de résultat, se sont chiffrés à 283 \$ et à 52 \$, respectivement, pour la période de 11 jours close le 30 juin 2014.

4. CHARGES D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Salaires	943	741	1 731	1 390
Assurances	591	498	1 158	986
Exploitation et entretien	4 370	3 848	7 772	6 916
Impôts fonciers et redevances	5 121	3 172	8 009	5 425
	11 025	8 259	18 670	14 717

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

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

5. CHARGES FINANCIÈRES

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	18 656	14 620	37 084	28 938
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	4 861	3 308	5 093	1 184
Amortissement des frais de financement	242	244	498	462
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	376	364	770	781
Charges de désactualisation des autres passifs	161	128	316	251
Autres	173	162	372	162
	24 469	18 826	44 133	31 778

6. AUTRES PRODUITS (CHARGES), MONTANT NET

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Coûts de transaction	258	165	258	276
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	—	3 259	—	3 259
(Profit) perte de change réalisé(e)	(223)	195	33	261
Autres produits, montant net	(774)	(661)	(1 203)	(1 211)
Règlement de réclamations reçues relativement à une acquisition	—	—	—	(2 000)
	(739)	2 958	(912)	585

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

7. CALCUL (DE LA PERTE NETTE) DU BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

(La perte nette) le bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère est ajusté(e) en fonction des dividendes sur les actions privilégiées de la façon suivante :

	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(7 835)	28 302	(35 254)	31 099
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(1 782)	(1 781)	(3 563)	(3 828)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(9 617)	26 521	(38 817)	27 271
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	96 513	94 370	96 172	94 142
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (en \$)	(0,10)	0,28	(0,40)	0,29
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	96 513	94 370	96 172	94 142
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	201	63	179	77
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	96 714	94 433	96 351	94 219
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (en \$) b)	(0,10)	0,28	(0,40)	0,29

- a) Au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2014, 1 243 000 des 3 073 684 options sur actions (2 073 420 des 2 736 684 options sur actions pour la période de trois mois close le 30 juin 2013) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles (7 558 684 actions pour la période de trois mois close le 30 juin 2013) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, car leur prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires.

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2014, 1 243 000 des 3 073 684 options sur actions (1 263 000 des 2 736 684 options sur actions pour la période de six mois close le 30 juin 2013) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles (7 558 684 actions pour la période de six mois close le 30 juin 2013) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, car leur prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires.

- b) Au cours des périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2014, 1 830 684 des 3 073 684 options sur actions (néant pour les périodes de trois et de six mois closes le 30 juin 2013) ont été exclues du calcul de la perte nette par action diluée, car elles avaient un effet antidilutif en raison de la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires.

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autres équipements	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2014	2 141	1 063 065	370 729	124 205	201 742	7 473	1 769 355
Ajouts	161	784	196	—	78 393	541	80 075
Acquisitions d'entreprises (note 3)	230	115 314	—	—	—	3	115 547
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	154 175	—	—	(154 175)	—	—
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	—	17 279	—	17 279
Cessions	—	(298)	—	—	—	(68)	(366)
Autres variations	—	(28)	—	—	—	(17)	(45)
Écarts de change, montant net	—	18	—	—	—	—	18
Au 30 juin 2014	2 532	1 333 030	370 925	124 205	143 239	7 932	1 981 863
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2014	—	(107 529)	(64 772)	(9 915)	—	(3 722)	(185 938)
Amortissement	—	(14 772)	(8 851)	(2 976)	—	(739)	(27 338)
Cessions	—	31	—	—	—	47	78
Autres variations	—	10	—	—	—	27	37
Écarts de change, montant net	—	(2)	—	—	—	(1)	(3)
Au 30 juin 2014	—	(122 262)	(73 623)	(12 891)	—	(4 388)	(213 164)
Valeur comptable au 30 juin 2014	2 532	1 210 768	297 302	111 314	143 239	3 544	1 768 699

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

Les ajouts au cours de la période cumulée considérée comprennent des frais de financement incorporés dans le coût de l'actif de 1 228 \$ (13 359 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013), 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'actif 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 1 161 \$ (1 161 \$ au 31 décembre 2013).

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

9. DETTE À LONG TERME

a. Sainte-Marguerite

Dans le cadre de l'acquisition de Sainte-Marguerite, la Société a repris un emprunt à terme de 30 796 \$ portant intérêt à un taux de 7,4 %, remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 360 \$, augmentant d'année en année et arrivant à échéance en 2025. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 37 455 \$, pour un taux d'intérêt effectif de 3,30 %.

Cet emprunt est garanti par tous les actifs de SM-1 S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 138 841 \$.

Parallèlement à l'acquisition de la centrale SM-1, une débenture a été émise par SM-1 S.E.C. au Régime de rentes du Mouvement Desjardins pour un produit total de 40 901 \$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,0 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064.

b. Montagne-Sèche

En mai 2014, la Société a renégocié l'emprunt afin de repousser l'échéance à juin 2021. Au 30 juin 2014, l'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable.

10. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

a) Actions ordinaires

Les actions ordinaires émises sont présentées en détail dans les états consolidés des variations des capitaux propres.

11. DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes versés par la Société au cours de l'exercice :

Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes par action privilégiée de série A (\$)	Dividendes par action privilégiée de série C (\$)
31/12/2013	15/01/2014	0,1450	0,3125	0,359375
31/03/2014	15/04/2014	0,1500	0,3125	0,359375
28/06/2014	15/07/2014	0,1500	0,3125	0,359375
		0,4450	0,9375	1,078125

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

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

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2014	2013
Débiteurs et actifs d'impôt exigible	(22 300)	8 621
Charges payées d'avance et autres	(1 266)	(1 276)
Fournisseurs, autres créiteurs et passifs d'impôt	851	(7 056)
	(22 715)	289

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

b) Renseignements supplémentaires

	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2014	2013
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés de 1 040 \$ [3 230 \$ en 2013])	37 799	32 163
<i>Transactions hors trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	21 759	4 899
Frais de développement impayés	(3 634)	880
Immobilisations incorporelles impayées	—	(27)
Frais d'émission des actions privilégiées impayés	—	(353)
Frais de financement impayés	—	48
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(4 199)	(7 702)
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)	—

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

13. FILIALES

13.1 Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. et son commandité

En mars 2014, la Société et son partenaire Mi'gmaq ont conclu un contrat d'achat d'électricité à prix forfaitaire de 20 ans. Ce projet vise la construction et l'exploitation d'un parc éolien situé au Québec. Conformément au contrat qui a été signé, les droits de vote détenus par un détenteur de participations ne donnant pas le contrôle sont de 50 %, même si la Société détient plus de 50 % de la participation économique dans Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

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

	Au 30 juin 2014
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	732
Actifs non courants	4 757
Passifs courants	6 163
Passifs non courants	—
Déficit attribuable aux propriétaires	(171)
Participation ne donnant pas le contrôle	(503)

	Période de 101 jours close le 30 juin 2014
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global	
Produits	—
Charges	5 674
Perte nette et résultat global	(5 674)
Perte nette et résultat global attribuables aux :	
Propriétaires de la société mère	(2 871)
Participation ne donnant pas le contrôle	(2 803)
	(5 674)
Sommaire du tableau des flux de trésorerie	
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'exploitation	(469)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	1 501
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(889)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	143

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

13.2 Soutien financier à une entité structurée

Selon les accords contractuels conclus entre la Société et l'autre partenaire, signés au cours du premier trimestre de 2014, la Société est arrivée à la conclusion qu'elle contrôle Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

La Société est responsable du financement par capitaux propres nécessaire au projet. La participation de Mi'gmawei Mawiomi Resources L.P., l'autre partenaire, au financement par capitaux propres peut atteindre un montant maximal de 10 000 \$.

La Société a investi un montant total de 2 700 \$ en parts privilégiées de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. Cet investissement fournit à la Société des bénéfices sous forme de distributions privilégiées. Au cours du deuxième trimestre de l'exercice 2014, le partenaire Mi'gmaq a aussi investi un montant de 2 300 \$ dans des parts privilégiées du Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

Les distributions sur les parts privilégiées seront par la suite payables sous réserve de la disponibilité de produits bruts. Les distributions cumulées sur les parts privilégiées doivent être payées avant de procéder à toute distribution sur les parts ordinaires.

13.3 Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (« SM-1 S.E.C. ») et son commandité

Le 20 juin 2014, la Société a signé un contrat d'achat d'actifs pour l'acquisition de la centrale SM-1.

La Société détient 50,01 % des parts ordinaires de SM-1 S.E.C. Parallèlement à l'acquisition de la centrale SM-1, Desjardins a souscrit à une débenture émise par SM-1 S.E.C. pour un produit total de 40 901 \$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,0 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064.

De plus, Desjardins a investi un montant de 5 \$ dans des parts participantes de SM-1 S.E.C. Cela est reflété dans le compte des participations ne donnant pas le contrôle.

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

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

Au 30 juin 2014	
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	3 822
Actifs non courants	135 019
Passifs courants	4 980
Passifs non courants	75 161
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	58 721
Participation ne donnant pas le contrôle	(21)

Période de onze jours close le 30 juin 2014	
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global	
Produits	283
Charges	335
Perte nette et résultat global	(52)
Perte nette et résultat global attribuables aux :	
Propriétaires de la société mère	(26)
Participation ne donnant pas le contrôle	(26)
	(52)
Sommaire du tableau des flux de trésorerie	
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'exploitation	(687)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	41 406
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(37 896)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	2 823

14. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Harrison Hydro L.P. a distribué un montant de 13 600 \$ en 2013. Les fonds ont été distribués sous forme de prêts ne portant pas intérêt au montant de 6 798 \$ chacun, à la Société et à ses partenaires, qui ont été présentés comme des prêts consentis à des partenaires au 31 décembre 2013. Le 1^{er} janvier 2014, ces prêts de 6 798 \$ ont été remboursés directement à partir de distributions de Harrison Hydro L.P., et une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle a été comptabilisée en 2014 sans incidence sur les flux de trésorerie.

15. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société détient des participations dans vingt-cinq centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, ainsi qu'une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, les produits générés par la centrale hydroélectrique de Horseshoe Bend, située aux États-Unis, ont totalisé 1 365 \$ et 1 759 \$ (1 231 \$ et 1 474 \$ en 2013), soit un apport de 2,0 % et de 1,6 % (2,0 % et 1,5 % en 2013) aux produits consolidés de la Société pour ces périodes.

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

Secteurs opérationnels

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

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 une installation solaire 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, autres produits, montant net, 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.

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

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 avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, 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 AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

Période de trois mois close le 30 juin 2013					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	46 611	11 097	5 459	—	63 167
Charges :					
Charges d'exploitation	5 567	2 403	289	—	8 259
Frais généraux et administratifs	1 795	615	53	461	2 924
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	724	724
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	39 249	8 079	5 117	(1 185)	51 260
Charges financières					18 826
Autres charges, montant net					2 958
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					29 476
Amortissement des immobilisations corporelles					11 999
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 453
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(3 832)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(27 318)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					43 174

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

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 avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, 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 30 juin 2014					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 750 213	371 899	126 216	272 430	2 520 758
Total du passif	1 254 876	243 080	115 599	284 966	1 898 521
Acquisition d'immobilisations corporelles depuis le début de l'exercice	1 324	196	161	78 394	80 075

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

Période de six mois close le 30 juin 2013					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	63 185	27 298	8 372	—	98 855
Charges :					
Charges d'exploitation	9 644	4 473	600	—	14 717
Frais généraux et administratifs	3 643	1 210	171	902	5 926
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 549	1 549
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	49 898	21 615	7 601	(2 451)	76 663
Charges financières					31 778
Autres charges, montant net					585
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					44 300
Amortissement des immobilisations corporelles					24 008
Amortissement des immobilisations incorporelles					10 905
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(3 706)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(31 156)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					44 249

Au 31 décembre 2013					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 449 527	387 062	128 146	412 339	2 377 074
Total du passif	949 570	248 594	116 085	396 890	1 711 139
Acquisition d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	66 581	1 213	100	89 501	157 395

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

RÉSUMÉS NON AUDITÉS

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

16. 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 (\$)
07/08/2014	30/09/2014	15/10/2014	0,1500	0,3125	0,359375

RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

Inscription boursière

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

Agences de notation

Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P et BB (élevé) par DBRS (non sollicité).
Les Actions privilégiées de série A de la Société sont notées P-3 par S&P et Pfd-4 (élevé) par DBRS (non sollicité).
Les Actions privilégiées de série C de la Société sont notées P-3 par S&P et Pfd-4 (élevé) par DBRS (non sollicité).

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Services aux investisseurs Computershare inc.
1500, rue Université, 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 :

Jean Trudel, MBA
Chef de la direction des investissements et Vice-président principal - Communications

Marie-Josée Privyk, CFA, PAPPD
Directrice - Relations avec les investisseurs



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