

REVUE FINANCIÈRE

INNERGEX

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

AU 31 DÉCEMBRE 2016

TABLE DES MATIÈRES

Rapport de gestion
P. 2

Responsabilité de
l'information financière
P. 69

Rapport de l'auditeur indépendant
P. 70

États financiers consolidés
P. 71

Notes complémentaires
aux états financiers consolidés
P. 79

Renseignements pour les investisseurs
P. 156

Innergex énergie renouvelable inc. est un chef de file 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 elle exerce ses activités au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique, en France et dans l'Idaho, aux États-Unis. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débetures convertibles sous le symbole INE.DB.A.

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

FAITS SAILLANTS 2016

Innergex et la Bande Cayoose Creek ont complété l'acquisition du projet hydroélectrique Walden North de 16 MW en Colombie-Britannique le 25 février 2016.

La Société a réalisé sa première acquisition outre-mer le 15 avril 2016. L'acquisition regroupait sept centrales éoliennes françaises avec une puissance installée de 86,8 MW.

Le 15 avril 2016, la Société a également signé une entente visant l'acquisition, une fois la mise en service complétée de la centrale éolienne française Yonne de 44 MW en construction. L'acquisition a été complétée le 21 février 2017.

La Société a débuté la mise en service commerciale, le 29 juillet 2016, de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek

en Colombie-Britannique d'une puissance installée de 40,6 MW.

Innergex, en partenariat avec le Régime de rentes du Mouvement Desjardins, a complété, le 22 décembre 2016, l'acquisition de deux centrales éoliennes en Nouvelle-Aquitaine, France, d'une puissance installée de 24 MW.

Le parc éolien Mesgi'g Ujju's'n situé en Gaspésie au Québec a débuté sa mise en service commerciale le 30 décembre 2016. Cette centrale éolienne d'une puissance installée de 150 MW est détenue par Innergex et les trois communautés Mi'gmaq du Québec.

PERFORMANCE FINANCIÈRE DE 2016

La production d'électricité a augmenté de **18%** à 3 522 GWh et a atteint 105 % de la moyenne à long-terme

Les produits ont augmenté de **19%** comparativement à l'exercice précédent et se sont élevés à 292,8 M \$

Le BAIIA ajusté a augmenté de **18%** comparativement à l'exercice précédent et a atteint 216,0 M \$

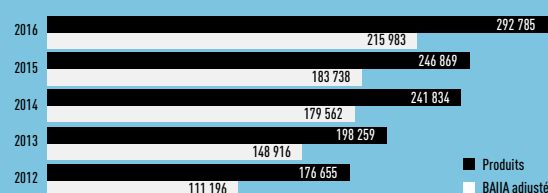
Les flux de trésorerie disponibles générés ont atteint **75,7 M \$**

Le ratio de distribution s'est établi à **91%** comparativement à 86 % pour l'exercice précédent

Le 23 février 2017, le conseil d'administration a annoncé une augmentation de 0,02 \$ du dividende annuel que la Société a l'intention de verser à ses actionnaires d'actions ordinaires, passant de 0,64 \$ à 0,66 \$ annuellement par action ordinaire, payable trimestriellement. Cette augmentation reflète l'exécution de la stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société, soit de développer ou d'acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un attrayant rendement sur le capital investi ajusté au risque, et de distribuer un dividende stable.

PRODUITS ET BAIIA AJUSTÉ¹

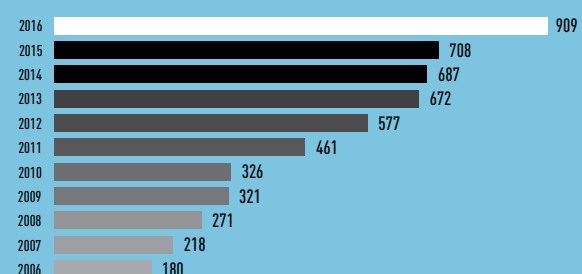
Au 31 décembre (000 \$)



¹ Préparés conformément aux IFRS – excluent les coentreprises.

PUISSANCE INSTALLÉE NETTE

Au 31 décembre (MW)



RAPPORT DE GESTION

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

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 l'exercice clos le 31 décembre 2016. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 23 février 2017, date à laquelle il a été approuvé par le Conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les états financiers consolidés audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, ainsi que les données comparables de 2015, 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.

TABLE DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	2	Dividendes	28
Information prospective	3	Situation financière	28
Mesures non conformes aux IFRS	5	Flux de trésorerie disponibles et Ratio de distribution	42
Renseignements supplémentaires et mise à jour	6	Performance financière prévue	43
Vue d'ensemble	6	Information sectorielle	46
Stratégie de la Société	7	Renseignements financiers trimestriels	49
Tendances du marché	10	Résultats du quatrième trimestre	51
Information annuelle choisie	13	Participations dans des coentreprises	53
Activités en 2016	15	Filiales à moins de 100 %	56
Projets en développement et activités de mise en service	18	Risques et incertitudes	62
Projets potentiels	19	Jugements comptables critiques	66
Résultats d'exploitation	20	Modifications de méthodes comptables	66
Liquidités et ressources en capital	26	Événements postérieurs à la clôture	68

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

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

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

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont évalué l'efficacité des CPCI et des CIIF au 31 décembre 2016 et ont conclu qu'ils étaient efficaces et qu'il n'y avait aucune faiblesse importante à l'égard des CPCI et des CIIF pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant l'exercice clos le 31 décembre 2016 qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la Société. Ils ont également limité la portée de la conception par la Société des CPCI et des CIIF afin d'exclure

RAPPORT DE GESTION

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

les politiques et les procédures liées aux contrôles d'Energie Antoiné, Energie du Porcien, Eoles Beaumont S.A.S., Energie des Cholletz, Eoliennes de Longueval, Energie Des Valottes, Société d'Exploitation du Parc Éolien du Bois d'Anchat, Montjean Energies et Theil Rabier Energies (les « entités françaises »). La conception et l'évaluation de l'efficacité du fonctionnement des CPCI et des CIIF des entités françaises seront achevées dans les 12 mois suivant la date d'acquisition. Un résumé de l'information financière relative aux entités françaises est présenté à la rubrique « Filiales à moins de 100 % » du présent rapport de gestion.

INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent rapport de gestion.

Information financière future : L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production, les produits et le BAIIA ajusté prévus, les Flux de trésorerie disponibles prévu et, les coûts de projet estimés afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des Projets en développement, de l'incidence financière potentielle des acquisitions des entités françaises, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et de sa capacité à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

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

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement futurs exprimés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués dans la *Notice annuelle* de la Société sous la rubrique « Facteurs de risque » et comprennent, sans s'y limiter : la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état des marchés des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés (« Dérivés »); les fluctuations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les délais et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la défaillance de l'équipement ou des activités d'entretien ou d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; la possibilité que la Société ne déclare ni ne verse un dividende; des changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; la variabilité du rendement des installations et les pénalités afférentes; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en matériaux; l'exposition à de nombreuses formes différentes d'imposition dans diverses juridictions; les changements de la conjoncture économique générale; les risques réglementaires et politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la disponibilité et la fiabilité des réseaux de transport; les risques liés à la croissance et à l'expansion des marchés étrangers; les fluctuations du taux de change; l'augmentation des droits d'utilisation de l'eau ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe; les bris des barrages; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; la cybersécurité; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance; une notation de crédit qui peut ne pas refléter la performance réelle de la Société ou qui peut être abaissée; la possibilité de responsabilités non communiquées liées aux acquisitions; l'intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées; et le fait que les produits provenant de la centrale Miller Creek vont fluctuer en raison du prix au comptant de l'électricité.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective est présentée à la date du présent rapport de

RAPPORT DE GESTION

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

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 d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (PMLT). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophe naturelle</p>
<p>Produits prévus</p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison principalement des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus</p> <p>Variations saisonnières imprévues de la production et des livraisons d'électricité</p> <p>Taux d'inflation moins élevé que prévu</p>
<p>BAIIA ajusté prévu</p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers et des redevances; à l'exception des charges d'entretien, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (à l'exclusion d'Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence). Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau ainsi que les charges prévues liées aux Projets potentiels, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.</p>	<p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</p> <p>Variations des frais liés aux permis d'utilisation de l'eau et aux droits de propriété foncière</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p> <p>Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ</p>

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>Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des Projets en développement ou des Projets potentiels</p> <p>La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») dont les services ont été retenus pour le projet.</p> <p>La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses Projets en développement et des indications à propos de ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.</p>	<p>Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</p> <p>Catastrophe naturelle</p>
<p>Flux de trésorerie disponibles prévus et intention de payer un dividende trimestriel</p> <p>La Société estime les Flux de trésorerie disponibles comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation prévus, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur contrat d'achat d'électricité. Elle effectue d'autres ajustements correspondant aux entrées ou aux sorties de trésorerie qui ne sont pas représentatives de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que le rajout des coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition) et le rajout des pertes ou le retrait des profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.</p> <p>La Société évalue le dividende annuel qu'il entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.</p>	<p>Un 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 principalement de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p> <p>Possibilité que la Société ne puisse déclarer ou payer un dividende</p>
<p>Intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres</p> <p>La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p>

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les IFRS. Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. De plus, ces indicateurs facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes. Le BAIIA ajusté, le Bénéfice net (la Perte nette) ajusté(e), les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent les produits d'exploitation moins les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels.

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

RAPPORT DE GESTION

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

de l'évaluation à la valeur de marché sur les instruments financiers dérivés et celle de la radiation des frais de développement liés aux projets sur les résultats de la Société.

Les références aux « Flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro Limited Partnership pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur CAÉ, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de la Société de générer des liquidités à long terme tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition), les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.

Les renvois au « Ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles.

Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté et le Bénéfice net ajusté ne doivent pas être considérés comme un substitut au résultat net et que les Flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

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

VUE D'ENSEMBLE

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

Portefeuille d'actifs

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

- 47 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et janvier 2017, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 8,5 années. Elles vendent l'électricité produite en vertu de Contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante est de 18,8 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);
- deux projets dont la mise en service est prévue pour le premier et le deuxième trimestres de 2017 (collectivement, les « Projets en développement »). Les travaux de construction sont en cours pour ces deux projets;
- plusieurs projets pour lesquels des droits de propriété foncière ont été obtenus, pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou pour lesquels une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres ou dans le cadre d'un programme d'offre standard (collectivement, les « Projets potentiels »). Ces projets sont à différents stades de développement.

RAPPORT DE GESTION

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

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 :	106.7 MW	990.0 MW
Puissance nette ¹ :	71.1 MW	840.0 MW
Éolien		
Puissance brute :	-	2,800.0 MW
Puissance nette ¹ :	-	2,570.0 MW
Solaire		
Puissance brute :	-	150.0 MW
Puissance nette ¹ :	-	150.0 MW
Total		
Puissance brute :	106.7 MW	3,940.0 MW
Puissance nette ¹ :	71.1 MW	3,560.0 MW

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

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société est de développer ou d'acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité, lesquelles génèrent des flux de trésorerie constants et un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté au risque, et de distribuer un dividende stable.

Production exclusive d'énergie renouvelable

La Société est déterminée à produire de l'électricité exclusivement à partir de sources d'énergie renouvelable.

Développement durable

Dans la conduite de ses affaires, la Société s'emploie à trouver un juste équilibre entre les aspects économiques, sociaux et environnementaux et est déterminée à planifier, à gérer et à mener ses activités et à prendre des décisions dans un esprit de durabilité.

Maintien de la diversification des sources d'énergie

La quantité d'électricité produite par les Installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire des débits d'eau, des régimes de vent et de l'ensoleillement. Des débits d'eau, des régimes de vent et un régime solaire moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits de la Société et sur sa rentabilité. Innergex possède des participations dans 29 centrales hydroélectriques localisées sur 26 bassins versants, 17 parcs éoliens

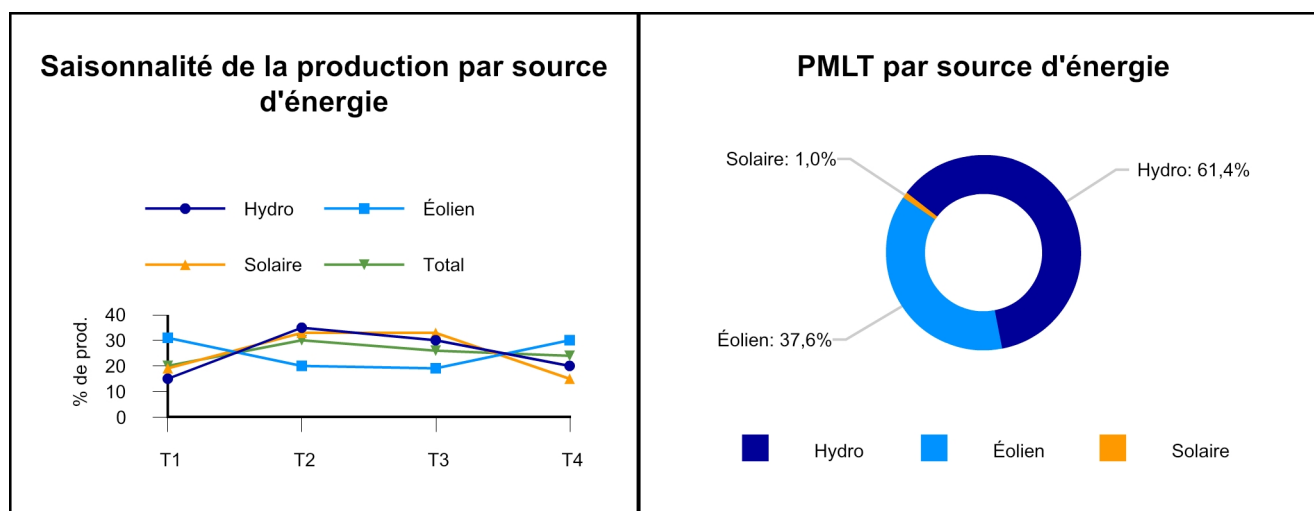
RAPPORT DE GESTION

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

et 1 parc solaire, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits. De plus, compte tenu de la nature de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant :

En GWh et %	Production moyenne à long terme consolidée ¹								
	T1		T2		T3		T4		Total
HYDRO	357,9	15 %	919,6	35 %	789,8	30 %	523,4	20 %	2 590,7
ÉOLIEN	486,9	31 %	324,9	20 %	299,1	19 %	471,9	30 %	1 582,8
SOLAIRE	7,2	19 %	12,4	33 %	12,5	33 %	5,7	15 %	37,9
Total	852,0	20 %	1 256,8	30 %	1 101,4	26 %	1 001,1	24 %	4 211,3

1. PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 23 février 2017. La PMLT est présentée conformément aux règles de comptabilisation des produits des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, laquelle est présentée à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».



Développement de relations stratégiques

Les relations stratégiques et les partenariats constituent un volet important de la stratégie d'affaires de la Société. Lorsqu'elle collabore avec un partenaire stratégique ou financier, la Société partage avec le partenaire la propriété des projets. Les partenaires stratégiques actuels sont Transcanada Energy Ltd. (propriétaire de 62 % des parcs éoliens Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau, Carleton, Montagne Sèche et Gros-Morne), les Ojibways de la Première Nation de Pic River (propriétaires de 51 % de la centrale Umbata Falls), la bande indienne de Kanaka Bar (propriétaire de 50 % de la centrale Kwoiek Creek), la Municipalité régionale de comté (« MRC ») de Rivière-du-Loup (propriétaire de 50 % du parc éolien communautaire Viger-Denonville), Ledcor Power Group Ltd. (propriétaire de 33 1/3 % de la centrale Fitzsimmons Creek, des Projets en développement Boulder Creek et Upper Lillooet River ainsi que des autres Projets potentiels de Creek Power Inc.), la Mi'gmawei Mawiommi (ou les « Premières Nations Mi'gmaq du Québec ») (propriétaire de 50 % du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n) et la Municipalité régionale de comté de Minganie (propriétaire de 0,001 % des parts ordinaires et de 30 % des parts votantes de la centrale hydroélectrique Magpie). Les partenaires financiers actuels sont notamment CC&L Harrison Hydro Project Limited Partnership et LPF (Surfside) Development L.P. (propriétaires de 34,99 % et de 15,00 % de Harrison Hydro Limited Partnership, respectivement), ainsi que le Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« Desjardins ») (propriétaire de 49,99 % de la centrale hydroélectrique Sainte-Marguerite et de 30,45 % des entités françaises).

Poursuite d'occasions de croissance organique

La sensibilisation et les préoccupations croissantes liées à des questions comme le changement climatique, l'accès à une énergie propre, la sécurité et l'efficacité énergétiques et les impacts environnementaux des combustibles fossiles traditionnels incitent les gouvernements à l'échelle mondiale à intensifier leurs exigences et leurs engagements à l'égard du développement

RAPPORT DE GESTION

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

de sources d'énergie renouvelable. Par conséquent, la Société estime que les perspectives de l'industrie de l'énergie renouvelable sont prometteuses.

Facteurs clés de croissance

La croissance future de la Société sera influencée par les facteurs clés suivants :

- la demande d'énergie renouvelable;
- les politiques gouvernementales à long terme stables en matière d'approvisionnement en capacité d'énergie renouvelable par l'entremise d'appels d'offres ou d'autres mécanismes;
- sa capacité à évaluer et à obtenir les meilleurs sites potentiels dans le but de développer de nouveaux projets en collaboration avec les communautés locales;
- sa capacité à conclure des CAÉ attrayants et à obtenir les permis environnementaux et autres permis requis;
- sa capacité à prévoir convenablement le total des coûts de construction, les produits et les charges pour chaque projet;
- sa capacité à réaliser des acquisitions qui ajoutent de la valeur; et
- sa capacité à financer sa croissance.

Principaux marchés géographiques

Au Canada, la Société continue d'explorer des occasions et de participer à des appels d'offres lorsque cela est possible. Le gouvernement fédéral, par l'entremise du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, met de l'avant un ensemble de nouvelles politiques qui auront probablement pour effet d'élargir le marché de l'électricité renouvelable. Bien qu'il n'y ait pas d'appel d'offres en cours actuellement au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique, la Société est en bonne position pour tirer profit d'occasions à plus long terme grâce à sa présence opérationnelle. Par ailleurs, de nouveaux marchés comme l'Alberta, la Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick présentent davantage d'occasions de croissance. Ces trois provinces ont des objectifs ambitieux en ce qui concerne la production d'électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030.

Afin de compléter ses sources de croissance à long terme, la Société a également identifié un certain nombre de marchés cibles à l'échelle internationale où elle compte établir une présence au cours des prochaines années.

En 2016, la Société a établi sa présence en France en faisant l'acquisition de neuf parcs éoliens. En 2017, elle a formé une équipe de développement sur place afin de trouver des projets qui pourraient être soumis pour des contrats à tarifs de rachat garantis et continue d'évaluer un certain nombre d'autres occasions de projets d'énergie renouvelable. Depuis 2007, la France mène une stratégie pour le développement des énergies renouvelables sur son territoire. Le marché français des éoliennes terrestres est très actif; en octobre 2016, il a été annoncé que l'objectif était de faire passer la capacité de production éolienne de 12 000 MW en 2016 à une capacité de 22 000 MW à 26 000 MW en 2023. La structure des contrats à tarifs de rachat garantis sera remplacée par un système de prime selon lequel les parcs éoliens comptant jusqu'à six turbines vendront leur électricité directement au marché et recevront une prime en vertu d'un contrat de 20 ans. La nouvelle base doit être finalisée au premier trimestre de 2017.

Aux États-Unis, la Société continuera à évaluer les possibilités avec discernement à la lumière de l'existence de normes en matière d'offre d'énergie renouvelable dans plusieurs États et de l'approvisionnement accru en énergie renouvelable. Selon l'Energy Information Association (EIA) des États-Unis, la part de l'énergie renouvelable dans la production d'électricité devrait augmenter pour passer de 13 % en 2013 à 18 % en 2040, et près de 70 GW de nouvelle capacité de production d'énergie éolienne et solaire PV devrait s'ajouter entre 2017 et 2021, grâce entre autres à la diminution des coûts en capital et aux crédits d'impôt accordés. Dans de nombreux marchés aux États-Unis, l'énergie éolienne et l'énergie solaire comptent déjà parmi les sources d'énergie les plus économiques, et ce, même lorsqu'on les compare avec le gaz naturel, dont le coût actuel est peu élevé.

Dans les pays en développement de l'Amérique latine, la demande d'électricité reste forte et les gouvernements cherchent à accroître la production des énergies renouvelables, dont les ressources sont abondantes. Par ailleurs, les pays européens au développement plus avancé ont adopté des objectifs ambitieux de réduction des émissions de GES et s'emploient à réduire leur dépendance envers les sources d'énergie plus traditionnelles, deux priorités nécessitant une part accrue des énergies renouvelables dans les portefeuilles énergétiques de ces pays. La Société estime qu'il existe plusieurs marchés dans lesquels elle peut transposer son modèle d'affaires axé sur le développement et l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable.

RAPPORT DE GESTION

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

Poursuite d'occasions de croissance par l'entremise d'acquisitions

Les acquisitions représentent un volet important de la stratégie d'affaires de la Société. Plus précisément, la Société explorera des acquisitions qui lui permettront d'établir une présence et de développer une masse critique dans des marchés bien ciblés à l'échelle internationale. Elle cherchera également à réaliser des acquisitions qui lui permettront de consolider sa position de chef de file dans le secteur des énergies renouvelables au Canada. Comme elle l'a fait dans le passé, Innergex continuera à concentrer ses efforts sur les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens et les parcs solaires. La Société peut également réaliser une expansion au moyen d'autres formes de production d'énergie renouvelable si des occasions rentables se présentent.

Maintien de la capacité de produire des résultats

Étant donné que la Société évolue dans un secteur compétitif, l'expérience et l'engagement de son équipe de direction constituent son actif le plus solide. Grâce à sa gestion prudente, cette équipe a une feuille de route éprouvée quant à la réalisation de ses projets à la date de mise en service prescrite par les CAÉ, et ce, tout en respectant les budgets de construction établis. Les employés de la Société possèdent les connaissances et compétences spécialisées nécessaires pour mener à bonne fin ses activités. La Société peut compter également sur un réseau de partenaires dans les domaines technique, financier et juridique et a démontré son habileté à compléter ses capacités internes par l'utilisation efficiente de consultants externes, au besoin. De plus, la Société fait appel aux services de plusieurs sociétés d'ingénierie indépendantes pour l'assister dans l'analyse de la faisabilité de ses projets. Au 31 décembre 2016, la Société comptait un total de 202 employés (y compris les employés de Cartier Énergie Éolienne).

Utilisation d'indicateurs de rendement clés

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

Politique de dividende

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

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

TENDANCES DU MARCHÉ

Les producteurs d'énergie renouvelable produisent de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, notamment l'eau, le vent, le soleil, les gaz d'enfouissement et les sources géothermiques.

Bien que les services publics réglementés traditionnels continuent de dominer les marchés de la production d'électricité, il est reconnu que les producteurs indépendants joueront un rôle de plus en plus important pour répondre aux besoins en électricité de demain. Au cours des dernières années, les autorités gouvernementales et autres responsables des politiques ont pris de plus en plus conscience des avantages liés à l'électricité provenant de sources indépendantes.

Plusieurs raisons expliquent le rôle croissant joué par les producteurs indépendants dans l'approvisionnement en énergie renouvelable, notamment : la demande croissante d'énergie, la sensibilisation accrue aux avantages de l'énergie renouvelable dans la lutte aux impacts des changements climatiques, l'intensification des mesures incitatives mises de l'avant par les gouvernements en vue d'accroître la capacité de production d'énergie renouvelable, la disponibilité de contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties solvables, ce qui permet aux producteurs indépendants d'énergie d'élaborer de nouveaux projets dans un environnement peu risqué tout en pouvant s'attendre à des flux de trésorerie contractuels stables à long terme, la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité, et l'amélioration rapide de la compétitivité de

RAPPORT DE GESTION

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

l'énergie renouvelable sur le plan des coûts et de l'efficacité des producteurs indépendants d'énergie. Bien que dans de nombreux pays, l'offre abondante de gaz naturel au cours des dernières années s'est traduite par des prix peu élevés qui ont accru l'attrait de cette source d'énergie pour produire de l'électricité, les améliorations technologiques et les économies d'échelle ont réduit considérablement les coûts de l'approvisionnement en énergie renouvelable, en particulier l'énergie éolienne et solaire. Dans un grand nombre de marchés, l'électricité provenant de ces sources est concurrentielle sur le plan des prix avec l'énergie produite à partir du gaz naturel et son coût est beaucoup plus stable à long terme, étant donné qu'il n'est pas soumis aux fluctuations des prix de la ressource sous-jacente d'une année à l'autre.

Outre ce qui précède, la 21^e Conférence des parties qui s'est tenue à Paris, en France, en 2015, a donné un élan considérable au développement des énergies renouvelables dans le monde et à la mise en œuvre d'une politique de transition vers les énergies propres et renouvelables. L'accord conclu à l'issue de la Conférence de Paris de 2015 sur le climat (l'« Accord de Paris ») est contraignant et s'applique à l'échelle mondiale. Il vise à limiter le réchauffement global bien au-dessous de 2°C. L'Accord de Paris définit une vision à long terme afin de réduire considérablement les émissions mondiales et d'éliminer le charbon des sources d'énergie mondiales grâce au déploiement d'un plan de transition vers les énergies renouvelables dans le cadre de la stratégie énergétique de chaque pays. Le 5 octobre 2016, le seuil d'entrée en vigueur de l'Accord de Paris a été atteint. Il est entré en vigueur le 4 novembre 2016. La première session de la Conférence des parties agissant comme réunion des parties à l'Accord de Paris (CMA 1) s'est tenue à Marrakech, au Maroc, en novembre 2016.

Énergie renouvelable au Canada

Au cours des dernières années, la croissance importante de la production d'énergie renouvelable au Canada a été le résultat de la hausse des coûts liés aux sites hydroélectriques à grande échelle, des préoccupations du public relativement à la production d'énergie nucléaire, de la qualité de l'air et des gaz à effet de serre, des améliorations des technologies d'énergie renouvelable et des délais plus courts de construction pour certains projets d'énergie renouvelable. Des mesures incitatives fédérales et provinciales comme les contrats d'achat à prix fixe à long terme, l'amortissement accéléré et les Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable, dont il est question plus loin, soutiennent également la production d'électricité renouvelable au Canada.

En réponse à la tendance à long terme en faveur de politiques plus strictes en matière de protection de l'environnement, plusieurs gouvernements provinciaux ont instauré des Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable (« NOER ») qui établissent une cible d'augmentation de la proportion d'électricité renouvelable par rapport à l'ensemble de l'électricité produite afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps. Ces NOER reflètent habituellement les différentes questions liées aux ressources associées à la production d'électricité, compte tenu de la structure de l'industrie électrique et des conditions géographiques de chaque province. Bien que ces normes soient parfois appliquées et mises en œuvre sous forme d'objectifs ou de cibles plutôt que d'exigences obligatoires, les autorités provinciales ou leurs entreprises de services publics s'en servent pour s'approvisionner en sources d'énergie renouvelable et, dans certains cas, offrent des CAÉ dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels. Ce processus vise à assurer que les cibles visées par les NOER sont atteintes au coût le plus bas possible et compte tenu de la plus haute probabilité d'exécution des projets. Ces mécanismes, qui simplifient le processus de négociation et de financement et réduisent les coûts liés à l'obtention d'un CAÉ à long terme, peuvent favoriser l'atteinte des objectifs de production d'énergie renouvelable. Plusieurs provinces ont fixé un pourcentage déterminé d'électricité provenant de sources renouvelables, notamment la Colombie-Britannique (100 % de l'électricité totale à partir de sources propres ou renouvelables) et l'Ontario (l'actuel Plan énergétique à long terme prévoit l'accroissement de la puissance installée d'énergie hydroélectrique à 9 300 MW et le développement de 10 700 MW à partir de l'énergie éolienne et solaire et de la bioénergie d'ici 2021). De plus, l'Alberta s'est engagée à atteindre 30 % d'électricité provenant de sources renouvelables d'ici 2030 (ce qui représente un approvisionnement d'approximativement 5 000 MW d'énergie renouvelable) et la Saskatchewan s'est engagée à atteindre 50 % d'électricité provenant de sources renouvelables d'ici 2030 (ce qui représente un approvisionnement d'approximativement 1 600 MW de nouvelle énergie éolienne entre 2016 et 2030, ainsi qu'une petite quantité d'énergie solaire; la province envisage aussi l'énergie géothermique).

Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques. Compte tenu d'une puissance hydroélectrique installée estimée de plus de 75 000 MW, il est le troisième plus important producteur d'énergie hydroélectrique dans le monde. En outre, selon l'Association canadienne de l'hydroélectricité, le pays compte un potentiel non développé techniquement réalisable estimé de 163 000 MW. Malgré la concurrence pour les sites appropriés et les défis que représente le transport de l'énergie sur de longues distances, les faibles coûts d'exploitation et la longue durée de vie utile de ces installations permettent de croire que la production d'énergie hydroélectrique continuera d'être une importante source d'énergie abordable pendant plusieurs années. Les corridors de transport au Canada ont traditionnellement relié les principales installations aux grands centres consommateurs, ce qui signifie que les investissements stratégiques dans de nouveaux corridors de transport joueront un rôle important dans la mise en œuvre de projets hydroélectriques et d'autres projets isolés de production d'énergie renouvelable.

RAPPORT DE GESTION

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

Selon l'Office national de l'énergie, la production d'énergie éolienne est devenue au cours des dernières années commercialement viable et constitue maintenant la source d'énergie renouvelable qui connaît la croissance la plus rapide au pays. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, le Canada se situe au septième rang pour la production d'énergie éolienne dans le monde avec une puissance installée de plus de 11 205 MW, et, en 2016, était le septième marché en importance au monde pour ce qui est du développement de nouveaux projets d'énergie éolienne. L'industrie de l'énergie éolienne au Canada affiche un taux de croissance de 18 % par année (1 327 MW/année). Plusieurs raisons expliquent la vitalité de l'industrie, notamment sa compétitivité accrue sur le plan des coûts attribuable aux économies d'échelle et aux améliorations technologiques, les NOER provinciales, des délais relativement courts de construction et des bonnes sources d'énergie éolienne, y compris des vents forts dans diverses régions rurales et de vastes côtes, ainsi que de nombreux appels d'offres provinciaux visant l'énergie renouvelable. Les défis usuels de disponibilité des ressources et de transport d'électricité existent au Canada et, dans certaines régions, l'accès aux lignes de transport avec une puissance disponible constitue un enjeu d'ordre économique ou réglementaire.

L'énergie solaire s'est implantée au Canada au cours des dernières années, et les perspectives de croissance se concentrent dans les Prairies. Selon CanSIA, à la fin de 2015, le Canada avait une puissance installée cumulative de plus de 2 500 MW au chapitre de l'énergie solaire. En 2015 seulement, une capacité record de 700 MW a été ajoutée, ce qui a valu au Canada de se tailler une place parmi les dix plus importants marchés nationaux au monde. Les coûts de production de l'énergie solaire continuent de diminuer rapidement grâce aux améliorations technologiques et aux économies d'échelle.

RAPPORT DE GESTION

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

INFORMATION ANNUELLE CHOISIE

	Exercices clos le 31 décembre		
	2016	2015	2014
PRODUCTION			
Production (MWh)	3 521 645	2 987 637	2 962 450
PMLT (MWh)	3 364 907	3 054 642	2 964 070
Production en % de la PMLT	105 %	98 %	100 %
RÉSULTATS D'EXPLOITATION			
Produits	292 785	246 869	241 834
BAIIA ajusté	215 983	183 738	179 562
Marge du BAIIA ajusté	73,8 %	74,4 %	74,3 %
Bénéfice net (perte nette)	32 043	(48 383)	(84 378)
<i>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère</i>	35 963	(30 301)	(54 853)
<i>(\$ par action ordinaire - de base)</i>	0,28	(0,37)	(0,63)
<i>(\$ par action ordinaire - dilué)</i>	0,28	(0,37)	(0,63)
<i>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)</i>	106 883	102 304	98 341
SITUATION FINANCIÈRE			
<i>Total de l'actif</i>	3 604 204	3 128 303	2 716 015
<i>Passif courant</i>	220 370	185 170	202 035
<i>Dette à long terme</i>	2 507 236	2 160 438	1 610 800
<i>Autres passifs non courants</i>	296 526	217 708	260 937
<i>Composante passif des débetures convertibles</i>	94 840	93 430	80 018
<i>Total du passif non courant</i>	2 898 602	2 471 576	1 951 755
<i>Participations ne donnant pas le contrôle</i>	14 712	21 907	47 411
<i>Capitaux propres attribuables aux propriétaires</i>	470 520	449 650	514 814
DIVIDENDES			
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	0,902	1,25	1,25
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action)	1,4375	1,4375	1,4375
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$/action)	0,640	0,620	0,600
RATIO DE DISTRIBUTION			
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	68 524	63 646	59 549
Flux de trésorerie disponibles ¹	75 703	74 386	67 744
Ratio de distribution ¹	91 %	86 %	88 %

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 ».

Comparaison entre 2016, 2015 et 2014

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les augmentations de la production, des produits et du BAIIA ajusté sont attribuables tant aux meilleurs résultats dans tous les marchés hydroélectriques, à l'exception de l'Ontario, qu'à l'apport des installations mises en service ou acquises récemment, qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse de la production et des produits découlant du régime éolien au Québec.

Pour l'exercice clos le 31 décembre, le bénéfice net de 32,0 M\$ par rapport à une perte nette de 48,4 M\$ pour la même période l'an dernier s'explique principalement par l'augmentation de 32,2 M\$ du BAIIA ajusté et par une perte nette sur instruments financiers dérivés de 38,2 M\$ en 2015, ainsi qu'à la comptabilisation, en 2015, d'une radiation de 51,7 M\$ de frais de développement liés aux projets, partiellement compensées par l'augmentation des charges financières, l'augmentation des coûts d'amortissement et une charge d'impôt (comparativement à une économie d'impôt en 2015).

RAPPORT DE GESTION

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

L'augmentation du total de l'actif est principalement attribuable aux investissements de la Société dans la construction des Projets en développement Boulder Creek et Upper Lillooet River, dans le projet Big Silver Creek mis en service en juillet 2016 et dans le projet Mesgi'g Ugnu's'n mis en service en décembre 2016, ainsi qu'aux investissements faits pour acquérir la centrale hydroélectrique Walden et acheter les entités françaises.

L'augmentation de la dette à long terme découle principalement de l'ajout des dettes liées aux entités françaises, de l'émission d'une débenture de 38,2 M\$ portant intérêt au taux de 8,0 % à Desjardins au titre de son investissement dans les entités françaises, des prélèvements supplémentaires sur la facilité de crédit d'Innergex, de l'augmentation de la dette à long terme de Stardale et des prélèvements supplémentaires sur le financement des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Mesgi'g Ugnu's'n, partiellement contrebalancés par les remboursements prévus de la dette liée aux projets.

L'augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires s'explique principalement par la comptabilisation d'un bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère de 32,5 M\$ et par l'émission de nouvelles actions ordinaires pour 54,3 M\$, facteurs partiellement contrebalancés par la déclaration de dividendes sur les actions privilégiées et ordinaires en 2016.

L'augmentation des Flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en 2016 avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés (aucune en 2016), partiellement contrebalancée par l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette et l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle. La Société a également décidé d'investir davantage pour explorer des occasions de croissance sur de nouveaux marchés internationaux, ce qui a entraîné une hausse du ratio de distribution à 91 %.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les augmentations de la production, des produits et du BAIIA ajusté sont principalement attribuables à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique Sainte-Marguerite acquise en juin 2014, à l'ajout de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek mise en service à la fin de 2015 et à des régimes de vent supérieurs à la moyenne. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la perte nette de 48,4 M\$ par rapport à une perte nette de 84,4 M\$ pour la même période l'an dernier est attribuable principalement à la radiation de frais de développement liés aux projets de 51,7 M\$ (néant en 2014) par la Société en lien avec certains frais liés au développement de projets et à l'incidence négative moins importante des instruments financiers dérivés, soit une perte réalisée de 119,6 M\$ sur instruments financiers dérivés partiellement réduite par un profit latent de 81,4 M\$ sur instruments financiers dérivés, comparativement à une perte latente de 121,7 M\$ et à une perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 8,4 M\$ en 2014.

L'augmentation du total de l'actif en 2015 est principalement attribuable aux investissements de la Société dans les coûts de construction des Projets en développement Boulder Creek et Upper Lillooet River, dans le projet Big Silver Creek mis en service en juillet 2016, dans le projet Mesgi'g Ugnu's'n mis en service en décembre 2016 et dans le projet Tretheway Creek mis en service en octobre 2015. L'augmentation de la dette à long terme s'explique également par l'ajout des dettes liées aux Projets en développement, partiellement contrebalancé par une réduction de la facilité de crédit rotatif. L'accroissement de la composante passif des débentures convertibles en 2015 est attribuable au fait que la Société a émis 100,0 M\$ de nouvelles débentures convertibles portant intérêt au taux de 4,25 % et qu'elle a racheté ou converti le montant en capital total de 80,5 M\$ des débentures convertibles en circulation portant intérêt au taux de 5,75 %. La diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires et aux participations ne donnant pas le contrôle est attribuable principalement à la comptabilisation d'une perte nette et à la déclaration de dividendes sur les actions privilégiées et ordinaires en 2015, partiellement contrebalancées par l'émission de nouvelles actions ordinaires à la conversion, à la demande des porteurs, des débentures convertibles portant intérêt au taux de 5,75 %. L'augmentation des Flux de trésorerie disponibles, qui s'explique principalement par l'accroissement du BAIIA ajusté, a plus que contrebalancé l'augmentation des dividendes découlant du plus grand nombre d'actions en circulation, ce qui a donné lieu à un Ratio de distribution plus bas à 86 %.

Résultat net ajusté

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

RAPPORT DE GESTION

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

Incidence sur le bénéfice net (la perte nette) des instruments financiers et la radiation de frais liés au développement de projets	Exercices clos le 31 décembre		
	2016	2015	2014
Bénéfice net (perte nette)	32 043	(48 383)	(84 378)
<i>Ajouter (Déduire) :</i>			
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	(4 292)	(81 368)	121 685
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	—	119 557	8 366
Radiation de frais liés au développement de projets	—	51 719	—
Charge d'impôt (économie) liée aux éléments ci-dessus	1 215	(22 837)	(32 096)
Quote-part de la perte nette latente sur instruments financiers des coentreprises, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	110	1 043	2 804
Bénéfice net ajusté	29 076	19 731	16 381

Exclusion faite des profits et pertes sur instruments financiers, de la radiation de frais liés au développement de projets et de l'impôt sur le revenu qui s'y rapporte, le bénéfice net pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se serait établi à 29,1 M\$, comparativement à un bénéfice net de 19,7 M\$ en 2015. Cette augmentation est attribuable principalement à la hausse de 32,2 M\$ du BAIIA ajusté, partiellement contrebalancée par une augmentation de 12,1 M\$ des charges financières et une augmentation de 14,8 M\$ des amortissements.

ACTIVITÉS EN 2016

Conversion des actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, Série A

Le 15 janvier 2016 et tous les 15 janvier des cinq prochaines années, les porteurs d'actions privilégiées de série A (« les actions de série A ») ont le droit, à leur gré, de convertir la totalité ou une partie de leurs actions de série A en actions privilégiées de série B (« les actions de série B »), si certaines conditions sont remplies.

Le 7 janvier 2016, la Société a annoncé qu'une fois pris en compte tous les avis de choix reçus à la date d'échéance de la conversion, soit le 31 décembre 2015, et les exigences de conversion, les porteurs des actions de série A n'ont pas obtenu le droit de convertir leurs actions.

Par conséquent, 3 400 000 actions de série A demeurent cotées à la Bourse de Toronto sous le symbole INE.PR.A. Le taux de dividende applicable à la période de cinq ans allant du 15 janvier 2016 au 15 janvier 2021 exclusivement sera de 3,608 % ou 0,2255 \$ par action par trimestre.

Conclusion de l'acquisition du projet Walden

Le 25 février 2016, la Société, en partenariat avec la bande indienne Cayoose Creek, a complété l'acquisition du projet hydroélectrique Walden North (« Walden »), en Colombie-Britannique au Canada, auprès de FortisBC. Le projet Walden est une installation de 16 MW mise en service en 1993 et située sur un terrain privé à Cayoosh Creek, près de Lillooet et de plusieurs autres installations hydroélectriques de la Société.

Innergex et Cayoose Creek Development Corporation, l'entité économique représentant la bande indienne Cayoose Creek, ont formé la société en commandite Cayoose Creek Limited Partnership, qui à son tour a procédé à l'acquisition des actifs qui composent l'installation. La transaction s'est conclue pour un prix d'achat de 9,2 M\$.

Renouvellement de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités pour les actions ordinaires et lancement de l'offre pour les actions privilégiées

Le 21 mars 2016, la Société a annoncé qu'elle a reçu l'approbation de la Bourse de Toronto de procéder au renouvellement de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions ordinaires (les « actions ordinaires ») et au lancement d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions de série A (les « actions de série A ») à taux rajustable et à dividende cumulatif et de ses actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif, série C (les « actions de série C ») (collectivement, les « offres de rachat »).

En vertu des offres de rachat, la Société peut racheter à des fins d'annulation un maximum de 2 000 000 d'actions ordinaires, 68 000 actions de série A et 40 000 actions de série C.

RAPPORT DE GESTION

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

Les offres de rachat ont débuté le 24 mars 2016 et se termineront le 23 mars 2017.

Acquisition de sept entités françaises et placement privé de 50,0 M\$ - Investissement de Desjardins dans le portefeuille relatif à l'Acquisition en France

Le 15 avril 2016, Innergex a complété l'acquisition de sept projets éoliens en exploitation ayant une puissance installée de 86,8 MW (les « sept entités françaises ») et a signé une entente en vue de s'engager à acquérir un autre projet, Yonne, doté d'une puissance installée de 44,0 MW auprès d'une société allemande, wpd Europe GmbH, pour une puissance installée totale de 130,8 MW. Parallèlement, la Société a annoncé un placement privé de 50,0 M\$ avec trois entités affiliées du Mouvement Desjardins.

Le prix d'acquisition des sept entités françaises est de 64,0 M€ (ou 94,5 M\$), sous réserve de certains ajustements, et comprend de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de 8,1 M€ (ou 11,9 M\$). Le prix d'achat du parc éolien Yonne, acquis le 21 février 2017, est de 35,2 M€ (ou 49,0 M\$) et un dépôt de 10,0 M€ (ou 13,9 M\$) avait déjà été versé. Veuillez vous référer à la section « Événements postérieurs à la clôture » pour plus d'informations.

Les sept entités françaises devraient générer des produits annuels d'environ 15,1 M€ (soit l'équivalent de 22,6 M\$) en 2017, et un BAIIA ajusté de 11,1 M€ (soit l'équivalent de 16,6 M\$).

Le financement pour ce projet a totalisé 88,2 M€ (soit l'équivalent de 130,2 M\$) et sera maintenu au niveau des projets acquis.

La dette sans recours liée aux huit projets sera maintenue au niveau des projets acquis. La Société a réduit son exposition aux variations des taux de change au moyen d'instruments de couverture de change à long terme.

Le 10 juin 2016, Innergex a annoncé la clôture de l'investissement de Desjardins dans le portefeuille relatif à l'Acquisition en France. Innergex et Desjardins ont complété, le 21 février 2017, l'acquisition du projet éolien français Yonne qui a été mis en service récemment. Un complément d'information sur la participation de Desjardins est présenté ci-après.

Description des actifs acquis

Les sept parcs éoliens sont situés au nord et au centre de la France. La puissance totale installée répartie sur les sept parcs équivaut à 86,8 MW et la production moyenne annuelle à long terme devrait atteindre 169 400 MWh. Toute l'électricité produite est vendue en vertu de CAÉ à prix fixes, pour une durée initiale de 15 ans avec Electricité de France (6 parcs) et S.I.C.A.E Oise (1 parc).

Nom du projet	Puissance brute (MW)	Mise en service	Expiration du CAÉ
Porcien	10,0	2009	2024
Longueval	10,0	2009	2024
Antoigné	8,0	2010	2025
Vallotes	12,0	2010	2025
Bois d'Anchat	10,0	2014	2029
Beaumont	25,0	2015	2029
Cholletz	11,8	2015	2030
Total	86,8		

Placement privé d'actions ordinaires d'Innergex pour 50 M\$

Pour financer une partie de l'acquisition, trois entités affiliées au Mouvement Desjardins ont souscrit collectivement à un placement privé de 3 906 250 actions ordinaires d'Innergex, pour un produit brut de 50 M\$ à la date de clôture. De plus, les actions ordinaires émises aux termes du placement privé étaient assujetties à une période de restriction à la revente de quatre mois à compter de leur émission prévue par la loi.

RAPPORT DE GESTION

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

Partenariat avec Desjardins

Le 10 juin 2016, la Société a annoncé la clôture d'un investissement de 38,4 M\$ par Desjardins dans le portefeuille relatif à l'Acquisition en France. Par suite de cet investissement, la Société et Desjardins détiennent respectivement 69,55 % et 30,45 % de la société en commandite, qui détient ces projets.

Avantages de l'acquisition

- Augmentation des flux de trésorerie disponibles annualisés
- Ouverture d'un nouveau marché, l'Europe, pour Innergex
- Ajout d'actifs éoliens à long terme de grande qualité

Acquisition de deux parcs éoliens en Nouvelle-Aquitaine, en France

Le 22 décembre 2016, la Société a complété l'acquisition de deux projets éoliens auprès de la société française Baywa r.e. (les « deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine »). D'une puissance installée totale de 24 MW, les deux projets sont situés en France, dans la région de Nouvelle-Aquitaine. Innergex possède des intérêts de 69,55 % dans le projet et Desjardins possède les 30,45 % restants.

Le prix d'acquisition des deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine consiste en une contrepartie nette en espèces de 22,7 M\$, sous réserve de certains ajustements, et de 0,8 M\$ en coûts de transaction.

Situées sur un terrain privé à environ 400 km au sud-ouest de Paris, les installations devraient générer des produits annuels d'approximativement 6,3 M€ (soit l'équivalent de 9,4 M\$) et un BAIIA ajusté de 5,2 M€ (soit l'équivalent de 7,9 M\$).

Le financement pour ce projet a totalisé 34,2 M€ (soit l'équivalent de 48,2 M\$) et sera maintenu au niveau des projets acquis.

La dette sans recours liée aux deux projets sera maintenue au niveau des projets acquis. La Société a réduit son exposition aux variations de taux de change au moyen d'instruments de couverture de change à long terme.

Description des actifs acquis

Les deux parcs éoliens sont situés en France, dans la région de Nouvelle-Aquitaine. La puissance totale installée répartie sur les deux parcs équivaut à 24 MW et la production moyenne annuelle à long terme devrait atteindre 74 400 MWh. Toute l'électricité produite est vendue en vertu de CAÉ à prix fixes, pour une durée initiale de 15 ans avec Electricité de France.

Nom du projet	Puissance brute (MW)	Mise en service	Expiration du CAÉ
Montjean	12,0	2016	2031
Theil-Rabier	12,0	2016	2031
Total	24,0		

RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT ET ACTIVITÉS DE MISE EN SERVICE

Le 29 juillet 2016, la centrale hydroélectrique Big Silver Creek a été mise en service en Colombie-Britannique.

Le 30 décembre 2016, le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n a été mis en service au Québec.

Activités de mise en service

	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, première année	
					Estimés ¹ (M\$)	Au 31 déc. (M\$)	Produits ¹ (M\$)	BAIIA ajusté ¹ (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>								
Big Silver Creek	100,0	40,6	139,8	40	206,0	205,7	17,2	14,5
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>								
Mesgi'g Ugju's'n	50,0	150,0	562,5	20	305,0	289,4	59,6	52,5
		190,6	702,3		511,0	495,1	76,8	67,0

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

Big Silver Creek

Au troisième trimestre, la Société a mis en exploitation la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek, de 40,6 MW, située en Colombie-Britannique. La centrale Big Silver Creek est située sur des terres de la Couronne, à environ 40 km au nord de Harrison Hot Springs, Colombie-Britannique. La construction a commencé en juin 2014 et a été achevée en juillet 2016, plus tôt que prévu et conformément au budget. Le certificat de date de mise en service a été approuvé par BC Hydro avec une date de mise en service du 29 juillet 2016. La production annuelle moyenne de Big Silver Creek devrait atteindre 139 800 MWh, soit assez d'électricité pour alimenter plus de 12 900 foyers.

À sa première année complète d'exploitation, la centrale devrait générer des produits et un BAIIA ajusté estimés respectivement à 17,2 M\$ et 14,5 M\$. La légère diminution des produits prévus et du BAIIA ajusté par rapport aux estimations antérieures est attribuable à la baisse de l'inflation observée au cours des dernières années. Toute l'électricité que la centrale produit fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe de 40 ans avec BC Hydro, octroyé dans le cadre de l'appel d'offres pour de l'énergie propre de 2008 et dont le prix sera rajusté annuellement en fonction d'une portion de l'indice des prix à la consommation. Le 22 juin 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 197,2 M\$ en prêts à la construction et à terme pour ce projet.

Mesgi'g Ugju's'n

Au quatrième trimestre, la Société, en partenariat avec les trois communautés Mi'gmaq du Québec, a mis en service commercial le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n, de 150 MW, situé au Québec. La construction de ce parc éolien situé sur des terres publiques dans la municipalité régionale de comté d'Avignon, au Québec, a commencé en mai 2015 et a été achevée en décembre 2016, conformément au budget. Le début des livraisons a été approuvé par Hydro-Québec avec une date de mise en service du 30 décembre 2016. La production annuelle moyenne de Mesgi'g Ugju's'n devrait atteindre 562 500 MWh, soit assez d'électricité pour alimenter environ 30 000 foyers.

À sa première année complète d'exploitation, le parc éolien devrait générer des produits et un BAIIA ajusté d'environ 59,6 M\$ et 52,5 M\$, respectivement. Toute l'électricité qu'il produira fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe de 20 ans avec Hydro-Québec, dont le prix sera rajusté annuellement en fonction d'une portion de l'Indice des prix à la consommation.

Comme nous l'avons indiqué dans le rapport de gestion du deuxième trimestre, la Société a révisé à la hausse les prévisions annuelles pour la PMLT estimée brute, soit de 515 GWh à 562,5 GWh, ce qui correspond à une hausse d'environ 9 %. La révision de la PMLT estimée brute du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n se traduira par une augmentation de 4,6 M\$ des produits prévus et une augmentation de 4,5 M\$ du BAIIA ajusté. Innergex a droit à 70 % environ du total des flux de trésorerie disponibles qui seront générés par le projet en 2017, ce qui se traduira par une augmentation de 3,2 M\$ des Flux de trésorerie disponibles. Le 28 septembre 2015, la Société et son partenaire, les trois communautés Mi'gmaq du Québec, ont annoncé la conclusion d'un financement sans recours de 311,7 M\$ en prêts à la construction et à terme pour ce projet.

RAPPORT DE GESTION

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

Activités de construction

Les coûts totaux de projets s'établissent comme suit :

PROJETS EN CONSTRUCTION	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MS	PMLT brute estimée ^{1,2} (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés ¹ (M\$)	Au 31 déc. (M\$)	Produits ¹ (M\$)	BAIIA ajusté ¹ (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Upper Lillooet River	66,7	81,4	2017 ⁴	334,0	40	327,1 ³	315,1 ³	33,0 ³	27,5 ³
Boulder Creek	66,7	25,3	2017 ⁴	92,5	40	124,1 ³	112,3 ³	9,0 ³	7,5 ³
		106,7		426,5		451,2	427,4	42,0	35,0

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

2. Au moment de la mise en service, la PMLT peut être mise à jour pour tenir compte de mesures d'optimisation ou de contraintes liées à la conception ou de la sélection de turbines différentes. Se reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

3. Correspond à 100 % de cette installation.

4. La mise en service du projet hydroélectrique Upper Lillooet River devrait avoir lieu au premier trimestre de 2017 et celle du projet hydroélectrique Boulder Creek au deuxième trimestre de 2017. La mise en service a été retardée en raison du feu de forêt qui a forcé l'arrêt des travaux de construction à l'été 2015. BC Hydro a déterminé que le feu de forêt constituait un cas de force majeure et a confirmé que la mise en service pouvait être en conséquence reportée de 98 jours. Si le feu de forêt entraîne quand même des conséquences financières, les projets Upper Lillooet River et Boulder Creek devraient être indemnisés pour de tels retards en vertu de leur couverture d'assurance.

Upper Lillooet River et Boulder Creek

Les travaux de construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont débuté en octobre 2013. Le 17 mars 2015, la Société a annoncé la clôture d'un financement sans recours de 491,6 M\$ en prêts à la construction et à terme pour les deux projets, qui ont reçu le prix du financement 2015 de *Clean Energy BC* et le prix de financement de projets hydroélectriques 2016 du magazine *World Finance*.

En date du présent rapport de gestion, tous les travaux de génie civil sont terminés à la centrale Upper Lillooet River. En ce qui concerne les travaux à la prise d'eau, le réservoir a été rempli avec succès au début février. Les conditions météorologiques et les risques élevés d'avalanche ont retardé l'achèvement de la centrale. L'installation de la turbine et de l'équipement de production est presque terminée, et seule une partie du matériel électrique et des contrôles doit encore être installée. Le poste de transformation et le poste extérieur sont terminés et sont actuellement alimentés par la ligne de transmission (retour d'énergie de BC Hydro). Les activités de mise en service ont débuté à la mi-février et la mise en service commerciale est prévue pour la fin de mars 2017.

L'excavation du tunnel, les travaux de nettoyage et la mise en place du bouchon de béton à Boulder Creek ont été achevés à la mi-décembre 2016. Les travaux d'installation de la paroi d'étanchéité, y compris l'enrobage de béton, devraient être terminés à la mi-mars 2017. Les travaux de génie civil et hydromécaniques pour la prise d'eau sont terminés; il reste des travaux électriques mineurs à réaliser. La demande d'autorisation pour commencer la dérivation a été déposée auprès des agences concernées pour approbation. Les activités de mise en service de la centrale Boulder Creek devraient débuter d'ici la fin mars 2017 et la mise en service commerciale est prévue au deuxième trimestre 2017.

La ligne de transmission conjointe est achevée, mise en service et alimentée.

Le processus de demande de règlement d'assurance relativement au feu de forêt se poursuit, et des acomptes sont versés. En tout état de cause, la Société s'attend à être indemnisée et ne prévoit pas subir de conséquences financières défavorables importantes à la suite du feu.

PROJETS POTENTIELS

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

Certains Projets potentiels visent des appels d'offres futurs annoncés au Nouveau-Brunswick, en Alberta et en Saskatchewan. D'autres Projets potentiels sont maintenus ou continuent de progresser et pourront faire l'objet d'appels d'offres futurs qui ne

RAPPORT DE GESTION

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

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La production d'électricité pour le dernier exercice s'est établie à 105 % par rapport à la PMLT, en raison principalement des résultats supérieurs à la moyenne dans le secteur hydroélectrique en Colombie-Britannique, partiellement contrebalancés par une diminution des régimes éoliens au Québec et en France.

La production a augmenté de 18 %, les produits, de 19 %, et le BAIIA ajusté, de 18 %. Ces augmentations sont attribuables tant aux meilleurs résultats de tous les marchés hydroélectriques, à l'exception de l'Ontario, qu'à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse de la production et des produits découlant du régime éolien au Québec.

Les résultats d'exploitation de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante en 2015.

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.

Exercices clos le 31 décembre	2016			2015		
	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT
HYDRO						
Québec	710 686	699 930	102 %	696 065	699 930	99 %
Ontario	54 341	74 544	73 %	70 683	74 544	95 %
Colombie-Britannique	1 906 877	1 670 734	114 %	1 428 953	1 518 712	94 %
États-Unis	46 864	46 800	100 %	42 675	46 800	91 %
Total partiel	2 718 768	2 492 008	109 %	2 238 376	2 339 986	96 %
ÉOLIEN						
Québec	683 150	724 710	94 %	709 712	676 489	105 %
France	77 664	110 297	70 %	—	—	— %
Total partiel	760 814	835 007	91 %	709 712	676 489	105 %
SOLAIRE						
Ontario	42 063	37 892	111 %	39 549	38 167	104 %
Total	3 521 645	3 364 907	105 %	2 987 637	3 054 642	98 %

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les installations de la Société ont produit 3 522 GWh, soit 105 % par rapport à la PMLT de 3 365 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 109 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau supérieurs à la moyenne dans tous les marchés, à l'exception de l'Ontario. Globalement, les parcs éoliens ont produit 91 % de leur PMLT, en raison des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et en France. Le parc solaire Stardale a produit 111 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. Pour un complément d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

L'augmentation de la production de 18 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement aux débits d'eau supérieurs en Colombie-Britannique et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, facteurs partiellement contrebalancés par une diminution des régimes éoliens au Québec et une diminution des débits d'eau en Ontario.

RAPPORT DE GESTION

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

La performance globale des installations de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

Information supplémentaire

Contrats d'achat d'électricité

Les 47 Installations en exploitation vendent l'électricité produite en vertu de CAÉ à long terme à des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables. Les CAÉ conclus pour les Installations en exploitation au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique ainsi qu'en France comprennent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix lié au mois, au jour et à l'heure de la livraison, à l'exception de la centrale hydroélectrique Miller Creek qui reçoit un prix fondé sur une formule faisant appel aux indices de prix Platts Mid-C (cette centrale a dégagé 1 % des produits en 2016). Dans le cas de la centrale Horseshoe Bend, située en Idaho, aux États-Unis, 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement et déterminé par l'Idaho Public Utility Commission.

Protection contre l'inflation

La plupart des CAÉ des Installations en exploitation de la Société incluent une clause visant à apporter des ajustements tenant compte des effets de l'inflation :

- tous les CAÉ relatifs aux installations hydroélectriques au Québec, à l'exception de Magpie, du deuxième CAÉ (22 MW) pour Sainte-Marguerite et des CAÉ devant être renouvelés, prévoient une hausse des tarifs d'électricité selon l'IPC s'échelonnant entre 3 % et 6 % par année;
- le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique Magpie prévoit une hausse des tarifs d'électricité de 1 % par année;
- le deuxième CAÉ (22 MW) relatif à la centrale hydroélectrique Sainte-Marguerite prévoit une hausse des tarifs d'électricité de 2 % par année;
- les CAÉ relatifs aux centrales hydroélectriques Glen Miller et Umbata Falls prévoient un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon 15 % de l'IPC;
- tous les CAÉ relatifs aux centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, à l'exception des centrales Kwoiek Creek, Brown Lake et Miller Creek, prévoient un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon 50 % de l'IPC; pour les six centrales détenues par Harrison Hydro Limited Partnership, cette protection contre l'inflation est partiellement contrebalancée par l'ajustement au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel;
- le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek en Colombie-Britannique prévoit un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon 30 % de l'IPC;
- tous les CAÉ relatifs aux parcs éoliens au Québec prévoient un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon 20 % environ de l'IPC;
- tous les CAÉ relatifs aux parcs éoliens en France prévoient un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon l'Indice du coût de la main-d'œuvre horaire révisé pour tous les employés des secteurs mécaniques et électriques et l'Indice des prix des produits industriels pour le marché français.

CAÉ devant être renouvelés

Le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique St-Paulin de 8,0 MW est arrivé à l'échéance de sa durée initiale de 20 ans en novembre 2014; la Société a envoyé un avis de renouvellement automatique à Hydro-Québec pour un nouveau terme de 20 ans. À l'issue des discussions initiales, la Société et Hydro-Québec n'ont pu s'entendre sur les modalités du renouvellement et la Société a déposé par la suite une notice d'arbitrage. La Société a convenu avec Hydro-Québec de suspendre la procédure d'arbitrage en attendant qu'une décision soit rendue à l'égard d'une autre procédure d'arbitrage en cours entre Hydro-Québec et d'autres producteurs d'électricité indépendants. Hydro-Québec a accepté de maintenir les conditions du CAÉ relatif à St-Paulin jusqu'à 30 jours après l'annonce de la décision portant sur cette autre procédure d'arbitrage.

Le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique Windsor de 5,5 MW est arrivé à l'échéance de sa durée initiale de 20 ans en janvier 2016; la Société a envoyé un avis de renouvellement automatique à Hydro-Québec pour un nouveau terme de 20 ans. À l'issue des discussions initiales, la Société et Hydro-Québec n'ont pu s'entendre sur les modalités du renouvellement et la Société a déposé par la suite une notice d'arbitrage qui suit son cours.

Le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique Brown Lake, située en Colombie-Britannique, est arrivé à l'échéance de sa durée initiale de 20 ans en décembre 2016; la Société a signé une entente de prolongement temporaire pendant qu'elle poursuit ses négociations avec BC Hydro dans le cadre du cours normal d'un renouvellement de CAÉ.

RAPPORT DE GESTION

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

Résultats financiers

	Exercices clos le 31 décembre			
	2016		2015	
Produits	292 785	100,0%	246 869	100,0%
Charges d'exploitation	51 469	17,6%	40 938	16,6%
Frais généraux et administratifs	15 045	5,1%	14 188	5,7%
Charges liées aux Projets potentiels	10 288	3,5%	8 005	3,2%
BAILA ajusté	215 983	73,8%	183 738	74,4%
Charges financières	95 254		83 130	
Autres charges, montant net	265		116 764	
Amortissements	90 303		75 478	
Radiation de frais de développement liés aux projets	—		51 719	
Quote-part du bénéfice des coentreprises (note 1)	(2 526)		(1 562)	
Profit net latent sur instruments financiers	(4 292)		(81 368)	
Charge (économie) d'impôt	4 936		(12 040)	
Bénéfice net (perte nette)	32 043		(48 383)	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	35 963		(30 301)	
Participations ne donnant pas le contrôle	(3 920)		(18 082)	
	32 043		(48 383)	
Bénéfice net (perte nette) par action - de base (\$)	0,28		(0,37)	

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 l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a enregistré des produits de 292,8 M\$, comparativement à des produits de 246,9 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. Cette augmentation de 19 % est attribuable principalement aux meilleurs résultats de tous les marchés hydroélectriques, à l'exception de l'Ontario, et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime éolien dans les parcs éoliens au Québec.

Charges

Les *charges d'exploitation* sont constituées principalement de salaires des opérateurs, de primes d'assurance, de charges liées à l'exploitation et à l'entretien, d'impôts fonciers et de redevances. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a constaté des charges d'exploitation de 51,5 M\$ (40,9 M\$ en 2015). L'augmentation de 26 % pour l'exercice est attribuable essentiellement à la hausse des niveaux de production et à des réparations et des travaux d'entretien en Colombie-Britannique, ainsi qu'à l'ajout de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek, de la centrale hydroélectrique Walden, de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek et des entités françaises.

Les *frais généraux et administratifs* sont constitués principalement de salaires, d'honoraires professionnels et de frais de bureau. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, ces frais ont totalisé 15,0 M\$ (14,2 M\$ en 2015). L'augmentation de 6 % pour l'exercice découle principalement du plus grand nombre d'installations en exploitation.

Les *charges liées aux Projets potentiels*, qui comprennent les coûts liés au développement des Projets potentiels, découlent du nombre de Projets potentiels que la Société a décidé de faire progresser et des ressources dont elle a besoin pour ce faire. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, ces charges ont totalisé 10,3 M\$ (8,0 M\$ en 2015). L'augmentation de 29 % pour l'exercice est liée principalement à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux, aux appels d'offres et aux déclarations d'intérêt en cours ou futurs dans les provinces canadiennes ainsi qu'à la progression de plusieurs Projets potentiels.

RAPPORT DE GESTION

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

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 l'exercice clos le 31 décembre 2016, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 216,0 M\$, comparativement à 183,7 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de 18 % pour l'exercice est principalement attribuable à la hausse de la production et des produits, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels. La marge du BAIIA ajusté a diminué, passant de 74,4 % à 73,8 % pour l'exercice en raison principalement de la baisse de production dans les entités françaises et de l'augmentation des charges d'exploitation et des charges liées aux Projets potentiels.

Charges financières

Les *charges financières* comprennent les intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles, les intérêts compensatoires au titre de l'inflation, l'amortissement des frais de financement, l'accroissement de la dette à long terme et des débetures convertibles, la charge de désactualisation des autres passifs et les autres charges financières. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les charges financières ont totalisé 95,3 M\$ (83,1 M\$ en 2015). L'augmentation est principalement attribuable aux charges liées aux installations récemment mises en service ou acquises (les projets hydroélectriques Tretheway Creek et Big Silver Creek, mis en service en novembre 2015 et en juillet 2016, respectivement, le projet éolien Mesgi'g Ugnu's'n, mis en service en décembre 2016, et l'acquisition des entités françaises) et à l'accroissement des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel qui s'explique par une hausse de l'inflation pendant la période.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 4,79 % au 31 décembre 2016 (5,12 % au 31 décembre 2015).

Autres charges, montant net

Le *montant net des autres charges* comprend les coûts de transaction, la perte réalisée sur instruments financiers dérivés, (le profit de change réalisé) la perte de change réalisée, (le bénéfice) la perte sur contreparties conditionnelles, le montant net des autres produits et la reprise de la perte de valeur des prêts. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a comptabilisé des autres charges d'un montant net de 0,3 M\$ (autres charges d'un montant net de 116,8 M\$ en 2015). La baisse importante du montant net des autres charges pour l'exercice découle principalement du fait que la Société n'a enregistré aucune perte sur instruments financiers dérivés en 2016, comparativement à une perte réalisée de 119,6 M\$ pour la même période l'an dernier par suite du règlement des contrats sur obligations à terme à la clôture des financements des projets Big Silver Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet et Mesgi'g Ugnu's'n.

Amortissements

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la *dotation aux amortissements* a totalisé 90,3 M\$ (75,5 M\$ en 2015). L'augmentation est principalement attribuable à la centrale hydroélectrique Tretheway Creek mise en service en novembre 2015, à la centrale hydroélectrique Walden acquise en février 2016, aux entités françaises acquises en avril et en décembre 2016, à la centrale hydroélectrique Big Silver Creek mise en service au troisième trimestre et au parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n mis en service en décembre 2016.

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a comptabilisé une quote-part du bénéfice net des coentreprises de 2,5 M\$ (quote-part du bénéfice net de 1,6 M\$ en 2015). Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

Profit net latent sur instruments financiers

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

RAPPORT DE GESTION

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

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers de 4,3 M\$, en raison principalement d'un profit constaté sur les swaps de taux d'intérêt, partiellement contrebalancé par une perte nette latente constatée sur le swap de taux de change en raison d'une variation défavorable du taux de change entre le dollar canadien et l'euro.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a comptabilisé un profit net latent sur Dérivés de 81,4 M\$, en raison principalement du renversement de la perte latente comptabilisée au règlement des contrats à terme sur obligations parallèlement à la clôture du financement pour les projets Boulder Creek et Upper Lillooet River en mars, du financement pour le projet Big Silver Creek en juin et du financement pour le projet Mesgi'g Ujju's'n en septembre.

Pour la période close le 31 décembre 2016, la Société n'avait aucun Dérivé devant être réglé à la clôture d'un financement, étant donné que les financements de tous les Projets en développement ont été mis en place en 2015.

Charge (économie) d'impôt

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 3,0 M\$ (3,1 M\$ en 2015) et une charge d'impôt différée de 2,0 M\$ (économie d'impôt différée de 15,2 M\$ en 2015). La charge d'impôt différée s'explique principalement par la comptabilisation d'un bénéfice comptable avant impôt découlant des activités courantes de la Société. Une baisse future des taux d'imposition pour la France et le Québec a également donné lieu à une économie de 4,2 M\$. L'économie d'impôt différée en 2015 s'explique en partie par la comptabilisation d'une perte comptable nette sur les instruments financiers dérivés de 38,2 M\$ et à la comptabilisation par la Société d'une radiation de 51,7 M\$ liée à ses Projets en développement.

Bénéfice net (perte nette)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a enregistré un bénéfice net de 32,0 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,28 \$ par action), comparativement à une perte nette de 48,4 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,37 \$ par action) en 2015. L'augmentation du résultat net de 80,4 M\$ est principalement attribuable à l'augmentation de 32,2 M\$ du BAIIA ajusté et à une perte nette sur instruments financiers dérivés de 38,2 M\$ en 2015, comparativement à un profit net de 4,3 M\$ en 2016, ainsi qu'à la comptabilisation, en 2015, d'une radiation de 51,7 M\$ de frais de développement liés aux projets, partiellement compensées par l'augmentation des charges financières, l'augmentation des coûts d'amortissement et une charge d'impôt en 2016 comparativement à une économie d'impôt en 2015.

Plus précisément concernant l'impact des Dérivés, la Société a enregistré une perte réalisée sur Dérivés de 119,6 M\$ à l'exercice précédent, laquelle a été partiellement contrebalancée par un profit net latent de 81,4 M\$ sur instruments financiers dérivés, comparativement à un profit net latent de 4,3 M\$ sur Dérivés pour l'exercice considéré.

RAPPORT DE GESTION

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

Principaux éléments qui ont contribué à la variation du bénéfice net pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, comparativement à la perte nette pour la période correspondante en 2015

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
BAlIA ajusté	32 245	En raison principalement de l'augmentation de la production et des produits attribuable aux meilleurs résultats de tous les marchés hydroélectriques, à l'exception de l'Ontario, et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime éolien au Québec. L'augmentation des produits a été partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, des frais généraux et administratifs et des charges liées aux Projets potentiels.
Autres charges, montant net	116 499	En raison principalement du fait que la Société n'a constaté aucune perte réalisée sur instruments financiers dérivés en 2016, comparativement à la perte réalisée de 119,6 M\$ pour la même période l'an dernier relativement au règlement des contrats à terme sur obligations à la clôture du financement des projets Big Silver Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Mesgi'g Ugnu's'n.
Perte de valeur des frais de développement de projets	51 719	En raison d'une radiation en 2015 (aucune en 2016) faisant suite à la faible probabilité de développement de projets hydroélectriques potentiels acquis en 2011 en Colombie-Britannique.
Éléments principaux – Incidence négative	Variation	Explications
Charges financières	12 124	En raison principalement des dépenses liées aux installations récemment mises en service ou acquises et de la hausse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel attribuable à une inflation supérieure pendant la période.
Amortissements	14 825	En raison principalement de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek mise en service en novembre 2015, de la centrale hydroélectrique Walden acquise en février 2016, de l'acquisition des entités françaises en avril et en décembre 2016, de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek mise en service au troisième trimestre et du parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n mis en service en décembre 2016.
Profit net latent sur instruments financiers	77 076	En raison principalement d'un profit net latent sur instruments financiers en 2015 par suite du règlement des contrats à terme sur obligations (aucun contrat à terme sur obligations n'a été réglé en 2016).
Charge d'impôt différée	17 128	En raison principalement de la comptabilisation, en 2016, d'une charge d'impôt différée sur le bénéfice comptable avant impôt découlant des activités courantes de la Société. Une baisse future des taux d'imposition pour la France et le Québec a également donné lieu à une économie de 4,2 M\$. En 2015, une économie d'impôt différée a été comptabilisée sur une perte comptable avant impôt découlant principalement de la perte nette sur dérivés et de la comptabilisation par la Société d'une radiation de 51,7 M\$ liée à ses Projets potentiels en Colombie-Britannique.

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle sont liées à Harrison Hydro Limited Partnership, aux filiales de Creek Power Inc., au parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n (MU) S.E.C., à la Société en commandite Innergex Europe (2015), à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, à la Société en commandite Magpie, à l'entité Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C., à Cayoose Creek Power Limited Partnership et à leurs commandités respectifs. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a affecté des pertes de 3,9 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 18,1 M\$ en 2015). Un complément d'information est présenté à la rubrique « Filiales à moins de 100 % ».

RAPPORT DE GESTION

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

Nombre d'actions ordinaires en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	106 883	102 304
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires ¹	879	283
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	107 762	102 587

1. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, 3 331 684 des 3 457 432 options sur actions (2 579 684 des 3 425 684 options sur actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2015) avaient un effet dilutif. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 6 666 667 actions n'avait un effet dilutif en 2015).

Titres de participation de la Société

Au	23 février 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Nombre d'actions ordinaires	108 375 159	108 181 592	104 350 670
Nombre de Débetures convertibles à 4,25 %	100 000	100 000	100 000
Nombre d'Actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'Actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	3 457 432	3 457 432	3 425 684

En date du présent rapport de gestion et depuis le 31 décembre 2016, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est attribuable au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

L'augmentation du nombre d'actions ordinaires au 31 décembre 2016 et depuis le 31 décembre 2015 est attribuable principalement à l'émission de 3 906 250 actions à trois entités affiliées du Mouvement Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex et à l'émission de 94 000 actions suivant l'exercice d'options d'achat d'actions et de 242 706 actions en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes. Par ailleurs, l'augmentation du nombre d'options sur actions en circulation depuis le 31 décembre 2015 est attribuable principalement à l'émission de 125 748 options sur actions aux employés d'Innergex, partiellement contrebalancée par l'exercice de 94 000 options sur actions.

LIQUIDITÉ ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 76,8 M\$, comparativement à des fonds générés de 4,6 M\$ pour la même période l'an dernier. Au cours de l'exercice, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 195,2 M\$ et a affecté aux activités d'investissement des flux de trésorerie de 255,0 M\$, principalement aux fins du paiement des travaux de construction de ses Projets en développement Upper Lillooet River et Boulder Creek, et des installations Big Silver Creek et Mesgi'g Ugu's'n et de l'acquisition des entités françaises, partiellement contrebalancés par une baisse des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions. Au 31 décembre 2016, la Société détenait 56,2 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 40,7 M\$ au 31 décembre 2015.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation ont totalisé 76,8 M\$ (flux de trésorerie générés de 4,6 M\$ en 2015). Cette variation de 72,2 M\$ est attribuable principalement à la perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés de 119,6 M\$ en 2015 et à l'augmentation du BAIIA ajusté en 2016, partiellement contrebalancées par les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, y compris une créance de 49,3 M\$ d'Hydro-Québec au titre d'immobilisations corporelles liée à la sous-station du parc éolien Mesgi'g Ugu's'n.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les flux de trésorerie générés par les activités de financement ont totalisé 195,2 M\$ (flux de trésorerie générés de 535,7 M\$ en 2015). Les flux de trésorerie générés par les activités de financement découlent principalement de l'augmentation nette de la dette à long terme de 212,4 M\$ et d'un montant de 50,0 M\$ au titre du placement privé d'actions ordinaires d'Innergex auprès de trois entités affiliées du Mouvement Desjardins, partiellement contrebalancés par le versement de dividendes de 70,4 M\$ par la Société.

RAPPORT DE GESTION

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

L'augmentation nette de la dette à long terme de 212,4 M\$ résulte principalement de l'ajout de montants supplémentaires provenant des dettes liées aux Projets en développement et de la facilité de crédit rotatif pour la construction des Projets en développement des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek, la centrale hydroélectrique Big Silver Creek mise en service en juillet 2016 et le parc éolien Mesgi'g Uguju's'n mis en service en décembre 2016, ainsi que pour l'acquisition des entités françaises.

Utilisation du produit de financement	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Produit de l'émission de dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	872 247	1 241 951
Remboursement au titre de la dette à long terme (y compris la facilité de crédit rotatif)	(657 207)	(665 085)
Paieement des frais de financement différés	(2 680)	(13 842)
Total partiel : augmentation nette de la dette à long terme	212 360	563 024
Produit de l'émission d'actions ordinaires	50 000	—
Produit net de l'émission de débentures convertibles	—	95 527
Paieement au titre du rachat de débentures convertibles	—	(41 591)
Paieement au titre du rachat d'actions ordinaires	—	(12 349)
Produit de l'exercice d'options sur actions	1 034	394
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	9 565	—
Génération du produit du financement	272 959	605 005
Acquisitions d'entreprises	(125 493)	—
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	—	(119 557)
Diminution (augmentation) des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	222 978	(226 913)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve	1 610	(1 336)
Ajouts aux immobilisations corporelles	(351 258)	(296 153)
Ajouts aux frais liés au développement de projets	—	(29 107)
Ajouts aux autres actifs non courants	(14 740)	(1 324)
Utilisation du produit du financement, montant net	(266 903)	(674 390)
Réduction du fonds de roulement	6 056	(69 385)

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a emprunté un montant net de 212,4 M\$ aux fins principalement du paieement des travaux de construction des Projets en développement, de l'acquisition de la centrale Walden et des entités françaises et d'un dépôt en vue de l'acquisition de l'entité française à la mise en service. Elle a également utilisé des liquidités soumises à restrictions de 223,0 M\$ afin de poursuivre la construction des Projets en développement.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a emprunté un montant net de 563,0 M\$ aux fins principalement du paieement de la construction des Projets en développement, de la perte réalisée de 119,6 M\$ sur instruments financiers dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations pour les projets Boulder Creek, Upper Lillooet River, Big Silver Creek et Mesgi'g Uguju's'n. Elle a également augmenté ses liquidités soumises à des restrictions de 226,9 M\$, l'utilisation de trésorerie aux fins du paieement des travaux de construction pour les Projets en développement ayant été plus que contrebalancée par l'ajout des produits reçus au titre des dettes liées aux projets.

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 255,0 M\$ (554,8 M\$ en 2015). Pendant cette période, les principales activités d'investissement ayant eu une incidence sur les flux de trésorerie ont été les suivantes : les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 351,3 M\$ (décaissement de 296,2 M\$ en 2015); les fluctuations des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions ont représenté un encaissement de 223,0 M\$ (décaissement de 226,9 M\$ en 2015); les ajouts aux autres actifs non courants ont représenté un décaissement de 14,7 M\$ (décaissement de 1,3 M\$ en 2015) lié à un dépôt effectué en vue de l'acquisition d'un projet éolien en France; les acquisitions d'entreprises ont représenté un décaissement de 125,5 M\$ (néant en 2015) pour l'acquisition de la centrale Walden et des entités françaises; et les ajouts aux frais de développement liés aux projets ont représenté un décaissement de 29,1 M\$ en 2015 (néant en 2016).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Au 31 décembre 2016, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société s'établissaient à 56,2 M\$ (40,7 M\$ au 31 décembre 2015). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté de 15,6 M\$ (diminution de 23,2 M\$ en 2015), en conséquence du résultat net de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement, y compris les acquisitions des entités françaises.

DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	68 524	63 646
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action) ¹	0,6400	0,6200
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	3 067	4 250
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	0,9020	1,2500
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	2 875	2 875
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action)	1,4375	1,4375

1. Le 24 février 2016, le Conseil d'administration a haussé le dividende annuel, payable trimestriellement, pour le porter de 0,62 \$ à 0,64 \$ par action ordinaire. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est aussi attribuable à l'émission de 3 906 250 actions à trois entités affiliées du Mouvement Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex, à l'émission de 94 000 actions suivant l'exercice d'options d'achat d'actions de même qu'à l'émission de 242 706 actions en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 17 avril 2017 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (\$)	Dividende par Action privilégiée de série A (\$)	Dividende par Action privilégiée de série C (\$)
23/02/2017	31/03/2017	17/04/2017	0,1650	0,2255	0,359375

Le 23 février 2017, le Conseil d'administration a haussé le dividende annuel, payable trimestriellement, pour le porter de 0,64 \$ à 0,66 \$ par action ordinaire.

SITUATION FINANCIÈRE

Au 31 décembre 2016, l'actif total de la Société s'établissait à 3 604 M\$, le passif total à 3 119 M\$, y compris la dette à long terme de 2 607 M\$, et les capitaux propres à 485,2 M\$. Également au 31 décembre 2016, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 1,14:1,00 (2,15:1,00 au 31 décembre 2015). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 56,2 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 89,7 M\$ et des comptes de réserve de 49,5 M\$. Les changements les plus importants apportés aux postes de l'état de la situation financière pendant l'exercice clos le 31 décembre 2016 sont expliqués ci-après.

RAPPORT DE GESTION

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

Actif

Principales variations du total de l'actif pour l'exercice clos le 31 décembre 2016

- Une diminution nette de 207,4 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, en raison principalement des montants utilisés pour payer les travaux de construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n, partiellement contrebalancés par la trésorerie et les équivalents de trésorerie découlant de l'acquisition des entités françaises;
- Une augmentation des immobilisations corporelles de 525,8 M\$, en raison principalement de la construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n, de l'acquisition de la centrale Walden le 25 février 2016, de l'achat des sept entités françaises le 15 avril 2016 et de l'acquisition des deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine le 22 décembre 2016, partiellement contrebalancés par l'amortissement pour la période;
- Une augmentation des immobilisations incorporelles de 72,6 M\$, en raison de l'acquisition de la centrale Walden et des entités françaises, partiellement contrebalancée par l'amortissement pour la période.

Éléments du fonds de roulement

Au 31 décembre 2016, le fonds de roulement était positif de 31,9 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,14:1,00. Au 31 décembre 2015, le fonds de roulement était positif de 212,2 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 2,15:1,00. La diminution du ratio du fonds de roulement est attribuable principalement à une baisse de 223,0 M\$ des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Elle peut également utiliser sa facilité de crédit rotatif de 425,0 M\$ au besoin. Au 31 décembre 2016, la Société avait prélevé 170,5 M\$ et 13,9 M\$ US à titre d'avances de fonds et 50,5 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 190,1 M\$.

La *trésorerie et les équivalents de trésorerie* s'élevaient à 56,2 M\$ au 31 décembre 2016, comparativement à 40,7 M\$ au 31 décembre 2015. L'augmentation découle principalement de la trésorerie acquise dans le cadre de l'achat des entités françaises en avril et en décembre 2016.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* s'établissaient à 89,7 M\$ au 31 décembre 2016, comparativement à 312,7 M\$ au 31 décembre 2015. Cette diminution découle principalement des montants utilisés aux fins du paiement des travaux de construction des installations Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugnu's'n.

Les *débiteurs* ont augmenté, passant de 37,1 M\$ au 31 décembre 2015 à 98,8 M\$ au 31 décembre 2016, en raison principalement d'une créance de 49,3 M\$ d'Hydro-Québec pour la construction de la sous-station et des débiteurs liés aux taxes à la consommation reçues à l'égard des deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine.

Les *crédeurs et charges à payer* ont diminué, passant de 95,5 M\$ au 31 décembre 2015 à 85,9 M\$ au 31 décembre 2016, en raison principalement de la fin des travaux de construction de la centrale Tretheway Creek mise en service en novembre 2015 et de la centrale Big Silver Creek mise en service en juillet 2016 et des paiements effectués relativement aux Projets en développement Upper Lillooet River et Boulder Creek, partiellement contrebalancés par la hausse des crédeurs liés au parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n mis en service en décembre 2016 et aux acquisitions des entités françaises.

La *tranche à court terme de la dette à long terme* s'établissait à 99,4 M\$ au 31 décembre 2016, comparativement à 55,0 M\$ au 31 décembre 2015. L'augmentation découle principalement de la tranche de la dette du parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n payable à court terme (prêt de 40,6 M\$ pour la sous-station), de l'ajout de la tranche à court terme de la dette des entités françaises et de l'accroissement de la tranche à long terme des emprunts du parc solaire Stardale, partiellement contrebalancés par le reclassement de la dette à long terme de la centrale Fitzsimmons Creek à la suite de son refinancement réussi.

Comptes de réserve

Les *comptes de réserve* se composent de la réserve hydrologique/éolienne, établie à la mise en service commerciale d'une installation pour compenser la variabilité des flux de trésorerie liée aux fluctuations des régimes hydrologique ou éolien et à d'autres événements imprévisibles, et de la réserve pour réparations majeures, établie afin d'assurer le financement préalable de réparations majeures qui peuvent être nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société. Les comptes de réserve à long terme de la Société s'élevaient à 49,5 M\$ au 31 décembre 2016, comparativement à 41,5 M\$ au

RAPPORT DE GESTION

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

31 décembre 2015. L'augmentation est attribuable aux réserves incluses avec les acquisitions des entités françaises et, dans une moindre mesure, aux investissements obligatoires dans les comptes de réserve au cours de l'exercice, partiellement contrebalancés par des prélèvements dans les comptes de réserve.

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

Immobilisations corporelles

Les *immobilisations corporelles* sont principalement des installations hydroélectriques, des parcs éoliens et un parc solaire qui sont en exploitation ou en construction. La Société possédait des immobilisations corporelles de 2 700 M\$ au 31 décembre 2016, comparativement à 2 174 M\$ au 31 décembre 2015. Cette augmentation découle principalement de la construction des Projets en développement Upper Lillooet River et Boulder Creek ainsi que des installations Big Silver Creek et Mesgi'g Ujju's'n mis en service en 2016, de l'acquisition de la centrale Walden le 25 février 2016, de l'achat des sept entités françaises le 15 avril 2016 et de l'acquisition des deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine le 22 décembre 2016, partiellement contrebalancés par l'amortissement.

Immobilisations incorporelles

Les *immobilisations incorporelles* comprennent différents contrats d'achat d'électricité, permis et licences. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 544,9 M\$ au 31 décembre 2016, comparativement à 472,3 M\$ au 31 décembre 2015. Cette augmentation découle principalement de l'acquisition de la centrale Walden et de l'achat des entités françaises, partiellement contrebalancés par l'amortissement.

Passif et capitaux propres

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

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

Les swaps de taux d'intérêt permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt variables sur la dette réelle, qui s'établissait à 626,7 M\$ au 31 décembre 2016.

RAPPORT DE GESTION

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

Swaps de taux d'intérêt	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 décembre 2016	31 décembre 2015
Contrats utilisés pour couvrir le risque de taux d'intérêt :				
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 %	2016	None	—	3 000
Swaps de taux d'intérêt au taux de 0,96 %	2017	None	49 250	49 250
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 4,27 % à 4,41 %	2018	None	82 600	82 600
Swaps de taux d'intérêt au taux de 2,33 %	2024	2019	20 000	20 000
Swaps de taux d'intérêt au taux de 2,30 %	2024	2019	20 000	20 000
Swaps de taux d'intérêt au taux de 1,91 %	2026	None	103 000	103 000
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 2,94 % à 4,83 %, amortissables	2026	None	42 781	46 342
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,35 % à 3,50 %, amortissables	2027	None	32 524	35 080
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,74 %, amortissable	2030	None	84 532	89 113
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amortissable	2030	2021	24 534	26 063
Swaps de taux d'intérêt au taux de 2,64 %, amortissable et converti à un taux de 1,4169 \$ CA pour 1 €	2030	None	14 736	—
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amortissable	2031	2018	38 771	41 146
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,61 %, amortissable	2035	2025	95 292	97 957
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amortissable	2041	2021	18 704	19 018
			626 724	632 569

Contrats de change	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 décembre 2016	31 décembre 2015
Contrats utilisés pour couvrir le risque de change				
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7575 \$ CA pour 1 €	2018	Aucune	164 375	—
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2042 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7588 \$ CA pour 1 €	2018	Aucune	52 156	—
			216 531	—

Dans l'ensemble, les Dérivés avaient une valeur négative nette de 60,1 M\$ au 31 décembre 2016 (valeur négative de 67,7 M\$ au 31 décembre 2015). Cette diminution de la valeur négative est principalement attribuable à la hausse des taux d'intérêt de référence et à l'amortissement des swaps de taux d'intérêt détenus par la Société. Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'incidence des Dérivés utilisés pour couvrir les emprunts des coentreprises de la Société. Pour un complément d'information sur l'incidence des instruments financiers dérivés utilisés dans les coentreprises de la Société, se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».

RAPPORT DE GESTION

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

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

Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme sont définies comme étant des engagements de prêts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets de la Société. Au 31 décembre 2016, les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme s'élevaient à 37,4 M\$ (néant au 31 décembre 2015). L'augmentation de 37,4 M\$ découle principalement des paiements à effectuer relativement au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n et de l'acquisition des deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine, pour lesquelles des tirages sur le financement à long terme en place seront effectués.

Dette à long terme

Au 31 décembre 2016, la dette à long terme s'établissait à 2 607 M\$ (2 215 M\$ au 31 décembre 2015). Cette augmentation de 391,2 M\$ découle principalement de l'ajout des dettes liées aux entités françaises, de l'émission d'une débenture de 38,2 M \$ portant intérêt au taux de 8,0 % à Desjardins au titre de son investissement dans les entités françaises, des prélèvements supplémentaires sur la facilité de crédit d'Innergex, de l'augmentation de la tranche à long terme des emprunts de Stardale et des prélèvements supplémentaires sur les financements des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Mesgi'g Ugju's'n's, partiellement contrebalancés par les remboursements prévus des emprunts liés aux projets.

Au 31 décembre 2016, 99 % de l'encours de la dette de la Société, y compris les débentures convertibles, était à taux fixe ou était couverte contre les fluctuations des taux d'intérêt (99 % au 31 décembre 2015).

Depuis le début de l'exercice 2016, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit ou actes de fiducie-sûreté conclus par des filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

RAPPORT DE GESTION

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

<i>Les références aux \$ US et aux € sont en milliers</i>	Taux d'intérêt effectif global, compte tenu des swaps de taux d'intérêt	Échéance	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Facilité à terme de crédit rotatif (avec droit de recours auprès de la Société), y compris les avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US				
a) Innergex	4,48%	2020	189 163	149 138
Emprunts (sans droit de recours auprès de la Société)				
b) Hydro-Windsor	8,25%	2016	—	1 015
c) Magpie	2,33%-4,59%	2017	601	1 285
d) Cholletz (750 €)	1,90%	2017	1 063	—
e) Mesgi'g Ugnu's'n	2,41%	2017	40 588	—
f) Montjean (1 126 €)	1,50%	2017	1 596	—
g) Theil Rabier (1 234 €)	1,50%	2017	1 749	—
h) Montagne-Sèche	5,97%	2021	24 534	26 063
i) Rutherford Creek	6,88%	2024	35 845	39 378
j) Valottes (12 285 €)	1,80%-2,69%	2024-2026	17 407	—
k) Ashlu Creek	6,16%	2025	91 989	95 062
l) Sainte-Marguerite	3,30%	2025	29 072	32 598
m) Antoigné (6 429 €)	2,67%	2025	9 109	—
n) Longueval (7 522 €)	1,72%-1,86%	2025	10 658	—
o) Porcien (7 744 €)	1,67%-1,86%	2025	10 973	—
p) Bois d'Anchat (10 502 €)	2,25%-3,20%	2025-2030	14 880	—
c) Magpie	4,37%-4,59%	2025-2031	54 703	57 263
q) L'Anse-à-Valleau	6,03%	2026	33 327	36 091
r) Fitzsimmons Creek	3,58%	2026	20 651	21 051
f) Montjean (15 792 €)	1,46%-1,85%	2026-2031	22 375	—
g) Theil Rabier (16 083 €)	1,46%-1,84%	2026-2031	22 788	—
s) Carleton	5,51%	2027	42 346	45 758
t) Beaumont (24 418 €)	2,16%-2,63%	2027-2031	34 598	—
u) Stardale	5,36%	2030	102 946	96 862
d) Cholletz (10 400 €)	2,64%	2030	14 736	—
v) Innergex Europe	8,00%	2046	38 189	—
w) Centrales en exploitation de Harrison	3,95%-6,61%	2049	456 060	458 754
x) Kwoiek Creek	5,08%-10,07%	2052-2054	172 162	172 162
y) Northwest Stave River	5,30%	2053	71 972	71 972
z) Tretheway Creek	4,99%	2055	92 916	92 916
l) Sainte-Marguerite	8,00%	2064	42 401	42 401
e) Mesgi'g Ugnu's'n	3,54%-4,28%		244 343	159 459
aa) Big Silver Creek	4,57%-4,76%		197 223	197 223
bb) Boulder Creek et Upper Lillooet	4,22%-4,46%		491 643	445 733
Autres emprunts dont les taux d'intérêt différent		2017-2019	13	134
			2 445 456	2 093 180

RAPPORT DE GESTION

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

Les références aux \$ US et aux € sont en milliers	Taux d'intérêt effectif global, compte tenu des swaps de taux d'intérêt	Échéance	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Total de la dette à long terme			2 634 619	2 242 318
Frais de financement différés			(27 986)	(26 885)
			2 606 633	2 215 433
Tranche à court terme de la dette à long terme (déduction faite des frais de financement différés de nil en 2016, 29 \$ en 2015)			(99 397)	(54 995)
Tranche à long terme			2 507 236	2 160 438

a) Facilité de crédit rotatif

La Société dispose d'une capacité d'emprunt maximale de 425,0 M\$ sur sa facilité de crédit rotatif. Le 18 janvier 2016, la Société a signé une entente de modification de sa facilité de crédit rotatif afin de la proroger de 2019 à 2020.

Au 31 décembre 2016, des avances au taux des acceptations bancaires et des avances au taux préférentiel totalisant 170,5 M\$ ainsi qu'une avance au taux LIBOR de 18,7 M\$ (13,9 M\$ US) ont été consenties en vertu de cette facilité. Un montant de 50,5 M\$ a été utilisé pour fournir des lettres de crédit. Par conséquent, la tranche inutilisée et disponible de la facilité s'élève à 185,3 M\$. La valeur comptable des actifs de la Société et des filiales qui ont été donnés en garantie en vertu de cette facilité totalise environ 466,0 M\$.

La facilité de crédit rotatif a été renégociée le 21 février 2017; se reporter à la note « Événements postérieurs à la clôture ».

b) Hydro-Windsor

L'emprunt consistait en un emprunt à terme à taux fixe d'une durée de 20 ans à compter de décembre 1996, amorti sur une période de 20 ans, et est venu à échéance en décembre 2016. L'emprunt était remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 0,1 M\$.

c) Magpie

Le crédit-relais à taux fixe est amorti jusqu'en août 2017. Le crédit-relais est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 0,3 M\$. Les remboursements de capital relatifs au crédit-relais s'établissent à 0,2 M\$ pour 2017.

Une débenture est amortie jusqu'en décembre 2017. La débenture est remboursable au moyen de paiements annuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 0,4 M\$, à l'exclusion des intérêts implicites hors trésorerie de 0,02 M\$. Le remboursement de capital pour 2017 s'établit à 0,4 M\$.

Une débenture convertible n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrivera à échéance en janvier 2025. Le débenture convertible rend la municipalité admissible à une participation de 30 % dans la centrale au moment de la conversion de la débenture, au plus tard le 1^{er} janvier 2025. La Société peut, à son gré, procéder à une conversion anticipée.

Un emprunt à terme, qui est amortissable jusqu'en 2031, est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 0,4 M\$. Les remboursements de capital relatifs à l'emprunt à terme varient et s'établissent à 1,8 M\$ pour 2017.

Le crédit-relais et l'emprunt à terme sont garantis par les actifs de Société en commandite Magpie, d'une valeur comptable d'environ 96,3 M\$.

RAPPORT DE GESTION

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

d) Cholletz

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 11,9 M€.

- Un emprunt de 1,5 M€ portant intérêt à un taux de 1,9 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2017. Les remboursements de capital pour 2017 s'établissent à 0,8 M€.
- Un emprunt de 10,4 M€ portant intérêt à un taux de 2,23 % jusqu'en 2026 et à un taux variable majoré d'une marge applicable par la suite, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2030. Les remboursements de capital pour 2017 s'établissent à 0,1 M€.

La dette est garantie par les actifs de Energie des Cholletz, d'une valeur comptable d'environ 21,0 M€.

e) Mesgig'g Ugju's'n

Le 28 septembre 2015, Parc éolien Mesgig'g Ugju's'n (MU) S.E.C. a conclu un financement de projet sans recours de 311,7 M\$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet éolien Mesgig'g Ugju's'n.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction à taux variable de 49,3 M\$ portant intérêt à un taux de 2,41 % fixé par un swap; à la suite de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera remboursé au moyen du produit du remboursement prévu par Hydro-Québec pour la sous-station électrique de Mesgig'g Ugju's'n. Au 31 décembre 2016, un montant de 40,6 M\$ avait été prélevé sur cette tranche.
- Un prêt de construction à taux variable de 103,0 M\$ portant intérêt à un taux de 3,54 % fixé par un swap; à la suite de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera converti en un emprunt à terme de 9,5 ans et le capital sera amorti sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2016, un montant de 84,9 M\$ avait été prélevé sur cette tranche.
- Un prêt de construction de 159,5 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,28 %; à la suite de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera converti en un emprunt à terme de 19,5 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 9,5 ans. Au 31 décembre 2016, cette tranche avait été utilisée en totalité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 51,3 M\$. Au 31 décembre 2016, un montant de 42,8 M\$ avait été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par les actifs de Parc éolien Mesgig'g Ugju's'n (MU) S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 353,4 M\$.

f) Montjean

Dans le cadre de l'acquisition des deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine, la Société a repris les facilités d'emprunt qui s'y rapportaient, d'une valeur totale de 23,9 M €.

- Un emprunt de 1,1 M€ à un taux variable EURIBOR +1,5 % et entièrement remboursable d'ici juin 2017. Il s'agit d'un crédit-relais consacré aux taxes à la consommation et aux montants recouvrables auprès du gouvernement. La tranche inutilisée et disponible de cette facilité de crédit était de 2,9 M€.
- Un emprunt de 12,7 M€ sur la marge de crédit portant intérêt à un taux fixe de 1,25 % jusqu'en 2026, après quoi un taux variable s'appliquera, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Les remboursements de capital s'établissent à 1,0 M€ pour 2017. La tranche inutilisée et disponible de cette facilité de crédit était de 2,3 M€. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 11,7 M€, pour un taux d'intérêt effectif de 1,85 %.
- Un emprunt de 4,1 M€ portant intérêt à un taux fixe de 1,15 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2026. Les remboursements de capital s'établissent à 0,4 M€ pour 2017. Il n'y avait pas de tranche inutilisée et disponible pour cette facilité de crédit. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 4,1 M €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,46 %.
- Une facilité de crédit de 0,7 M€ million était inutilisée et disponible au 31 décembre 2016. Elle sert à financer la principale partie du compte de réserve du service de la dette.

La dette est garantie par les actifs de Montjean Energies, d'une valeur comptable d'environ 33,7 M€.

RAPPORT DE GESTION

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

g) Theil Rabier

Dans le cadre de l'acquisition des deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine, la Société a repris les facilités d'emprunt qui s'y rapportaient, d'une valeur totale de 23,9 M €.

- Un emprunt de 1,2 M€ à un taux variable EURIBOR +1,5 % et entièrement remboursable d'ici juin 2017. Il s'agit d'un crédit-relais consacré aux taxes à la consommation et aux montants recouvrables auprès du gouvernement. La tranche inutilisée et disponible de cette facilité de crédit était de 2,8 M€.
- Un emprunt de 13,0 M€ portant intérêt à un taux fixe de 1,25 % jusqu'en 2026, après quoi un taux variable s'appliquera jusqu'à l'échéance, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Les remboursements de capital s'établissent à 1,0 M€ pour 2017. La tranche inutilisée et disponible de cette facilité de crédit était de 2,0 M€. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 12,0 M€, pour un taux d'intérêt effectif de 1,84 %.
- Un emprunt de 4,1 M€ portant intérêt à un taux fixe de 1,15 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2026. Les remboursements de capital s'établissent à 0,4 M€ pour 2017. Il n'y avait pas de tranche inutilisée et disponible pour cette facilité de crédit. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 4,1 M€, pour un taux d'intérêt effectif de 1,46 %.
- Une facilité de crédit de 0,7 M€ million était inutilisée et disponible au 31 décembre 2016. Elle sert à financer la principale partie du compte de réserve du service de la dette.

La dette est garantie par les actifs de Theil Rabier Energies, d'une valeur comptable d'environ 35,0 M€.

h) Montagne-Sèche

En mai 2014, la Société a renégocié l'emprunt afin de repousser l'échéance à juin 2021. L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 7 ans, amorti sur une période de 16 ans à compter de mai 2014. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 1,2 M\$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,97 % (5,97 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 0,4 M\$. Au 31 décembre 2016, un montant de 0,3 M\$ a été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs d'Innergex Montagne-Sèche, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 34,0 M\$.

i) Rutherford Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme à taux fixe d'une durée de 20 ans, à compter de juillet 2004, amorti sur une période de douze ans à compter du 1^{er} juillet 2012. Cet emprunt est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 0,5 M\$. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3,8 M\$ pour 2017. L'emprunt est garanti par les actifs de Rutherford Creek Power Limited Partnership, d'une valeur comptable d'environ 77,1 M\$.

j) Valottes

Dans le cadre de l'acquisition des sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 12,0 M€.

- Un emprunt de 4,7 M€ portant intérêt au taux de 2,69 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2024. Les remboursements de capital s'établissent à 0,4 M€ pour 2017.
- Un emprunt de 7,3 M€ portant intérêt au taux de 5,34 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2026. Les remboursements de capital s'établissent à 0,7 M€ pour 2017. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 8,5 M€, pour un taux d'intérêt effectif de 1,80 %.

La dette est garantie par les actifs de Energie des Valottes, d'une valeur comptable d'environ 22,0 M€.

k) Ashlu Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 15 ans, amorti sur une période de 25 ans à compter de septembre 2010. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt

RAPPORT DE GESTION

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

à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 2,8 M\$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 6,16 % (6,06 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 3,0 M\$. Au 31 décembre 2016, un montant de 1,4 M\$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de la centrale hydroélectrique d'Ashlu Creek, d'une valeur comptable d'environ 159,0 M\$.

l) Sainte-Marguerite

Dans le cadre de l'acquisition de Sainte-Marguerite en 2014, la Société a repris un emprunt à terme de 30,8 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 7,40 %, remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 0,4 M\$, augmentant d'année en année et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital pour 2017 s'établissent à 3,0 M\$. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 37,5 M\$, pour un taux d'intérêt effectif de 3,30 %. Cet emprunt est garanti par les actifs de Sainte-Marguerite S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 134,9 M\$.

En 2014, une débenture a été émise par Sainte-Marguerite S.E.C. au Régime de rentes du Mouvement Desjardins pour un montant total de 42,4 M\$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064.

m) Antoigné

Dans le cadre de l'acquisition des sept entités françaises, la Société a repris un emprunt à terme de 7,0 M€, portant intérêt au taux de 2,67 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 0,7 M€ pour 2017. L'emprunt est garanti par les actifs d'Energie Antoigné, d'une valeur comptable d'environ 13,9 M€.

n) Longueval

Dans le cadre de l'acquisition des sept entités françaises, la Société a repris deux facilités de crédit d'une valeur totale de 7,9 M€.

- Un emprunt de 6,1 M€ portant intérêt au taux de 1,86 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 0,6 M€ pour 2017.
- Un emprunt de 1,8 M€ portant intérêt au taux de 5,73 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2025. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 2,2 M€, pour un taux d'intérêt effectif de 1,72 %.

La dette est garantie par les actifs de Eoliennes de Longueval, d'une valeur comptable d'environ 15,5 M€.

o) Porcien

Dans le cadre de l'acquisition des sept entités françaises, la Société a repris deux facilités de crédit d'une valeur totale de 8,1 M€.

- Un emprunt de 6,1 M€ portant intérêt au taux de 1,86 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 0,6 M€ pour 2017.
- Un emprunt de 2,0 M€ portant intérêt au taux de 5,73 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 0,1 M€ pour 2017. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 2,5 M€, pour un taux d'intérêt effectif de 1,67 %.

La dette est garantie par les actifs de Energie du Porcien, d'une valeur comptable d'environ 15,5 M€.

RAPPORT DE GESTION

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

p) Bois d'Anchat

Dans le cadre de l'acquisition des sept entités françaises, la Société a repris deux facilités de crédit d'une valeur totale de 11,2 M€.

- Un emprunt de 1,0 M€ portant intérêt au taux de 3,20 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 0,04 € pour 2017.
- Un emprunt de 10,2 M€ portant intérêt au taux de 2,25 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2030. Les remboursements de capital s'établissent à 0,7 M€ pour 2017.

La dette est garantie par les actifs de Société d'Exploitation du Parc Éolien du Bois d'Anchat, d'une valeur comptable d'environ 21,9 M€.

q) L'Anse-à-Valleau

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18,5 ans, à compter de décembre 2007, amorti sur une période de 18,5 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 2,8 M\$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 6,03 % (6,03 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit de 1,2 M\$ afin de fournir des lettres de crédit. Au 31 décembre 2016, un montant de 0,4 M\$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs d'Innergex AAV, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 53,0 M\$.

r) Fitzsimmons Creek

En décembre 2016, l'échéance de l'emprunt à terme a été prolongée jusqu'en novembre 2026; l'emprunt sera amorti sur une période restante de 25 ans à compter de janvier 2017. Les avances sur l'emprunt portent intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 0,3 M\$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 3,58 % (3,98 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit d'un montant ne pouvant pas dépasser 0,2 M\$ afin de fournir des lettres de crédit. Au 31 décembre 2016, un montant de 0,1 M\$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de Fitzsimmons Creek Hydro L.P., d'une valeur comptable d'environ 24,8 M\$.

s) Carleton

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 14 ans, amorti sur une période de 14 ans à compter de juin 2013. L'emprunt à terme porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3,5 M\$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,46 % (5,46 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Cette dette est garantie par les actifs d'Innergex CAR, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 67,3 M\$.

t) Beaumont

Dans le cadre de l'acquisition des sept entités françaises, la Société a repris trois facilités de crédit d'une valeur totale de 25,1 M€.

- Un emprunt de 3,6 M€ portant intérêt au taux de 3,78 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2027. Les remboursements de capital s'établissent à 0,3 M€ pour 2017. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 4,0 M€, pour un taux d'intérêt effectif de 2,16 %.

RAPPORT DE GESTION

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

- Un emprunt de 1,0 M€ portant intérêt au taux de 2,63 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2027. Les remboursements de capital s'établissent presque à néant pour 2017.
- Un emprunt de 20,5 M€ portant intérêt au taux de 2,42 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Les remboursements de capital s'établissent à 1,4 M€ pour 2017.

La dette est garantie par les actifs de Eoles Beaumont S.A.S., d'une valeur comptable d'environ 48,6 M€.

u) Stardale

Le 22 février 2016, Stardale a refinancé sa dette à long terme afin d'augmenter son emprunt bancaire de 12,1 M\$ pour le porter à 109,0 M\$. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 6,4 M\$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,36 % (5,99 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 5,6 M\$. Au 31 décembre 2016, un montant de 5,6 M\$ avait été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de Stardale L.P., d'une valeur comptable d'environ 108,2 M\$.

v) Société en commandite Innergex Europe (2015)

À la suite des acquisitions réalisées en France, une débenture a été émise à l'autre partenaire pour un produit total de 38,2 M\$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8.00 % composé annuellement et remboursable en versements trimestriels si les fonds sont disponibles. La débenture devra être remboursée en totalité en 2046. La Société a investi un montant total de 87,2 M\$ dans des parts privilégiées de Société en commandite Innergex Europe (2015), lesquelles portent intérêt à un taux à rendement privilégié de 8.00 % composé annuellement et remboursable au même moment que la débenture. Les parts privilégiées sont éliminées dans le processus de consolidation.

w) Centrales en exploitation de Harrison

L'obligation prioritaire à rendement réel des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à 2,96 %, ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'indice d'ensemble des prix à la consommation (l'« IPC ») du Canada, non désaisonnalisé. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base semestrielle. L'obligation arrivera à échéance en juin 2049. Les paiements semestriels se chiffrent à 5,8 M\$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (6,7 M\$ après l'ajustement selon l'IPC en 2016). En décembre 2031, les paiements diminueront à 4,5 M\$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2017, les remboursements de capital s'établissent à 6,0 M\$.

L'obligation prioritaire à taux fixe des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à 6,61 %. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base semestrielle. L'obligation arrivera à échéance en septembre 2049. Les paiements semestriels se chiffrent à 8,1 M\$. En septembre 2031, les paiements diminueront à 6,7 M\$ jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2017, les remboursements de capital s'établissent à 3,5 M\$.

L'obligation subordonnée à rendement réel des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à 4,27 %, ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base trimestrielle. L'obligation arrivera à échéance en septembre 2049. Les paiements trimestriels d'intérêts se chiffrent à 0,3 M\$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (0,3 M\$ après l'ajustement selon l'IPC en 2016).

En juin 2017, les paiements augmenteront à 0,4 M\$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2017, les remboursements de capital s'établissent à 0,3 M\$. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

x) Kwoiek Creek

Le prêt de construction à terme de 168,5 M\$ portant intérêt au taux fixe de 5,08 % a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 37 ans en février 2015, lequel est amorti sur une période de 36 ans à compter de janvier 2017. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 1,5 M\$ pour 2017. Cet emprunt est garanti par les actifs de Kwoiek Creek Resources, L.P., d'une valeur

RAPPORT DE GESTION

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

comptable d'environ 184,0 M\$.

Le partenaire de la Société dans le projet Kwoiek Creek a consenti un prêt de 3,7 M\$ à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership. Conformément aux ententes liées au projet, chaque partenaire peut participer au financement du projet.

y) Northwest Stave River

Le prêt de construction sans recours a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 38 ans en février 2015 et sera amorti sur une période de 35 ans à compter de 2020. Les remboursements de capital ne commenceront pas avant 2020. L'emprunt est garanti par les actifs de Northwest Stave River L.P., d'une valeur comptable d'environ 80,9 M\$.

z) Tretheway Creek

Le prêt de construction a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 39 ans en avril 2016 et sera amorti sur une période de 35 ans. Les remboursements du capital ne commenceront pas avant décembre 2020. L'emprunt est garanti par les actifs de Tretheway L.P., d'une valeur comptable d'environ 102,6 M\$.

aa) Big Silver Creek

Le 22 juin 2015, Big Silver Creek Power Limited Partnership a conclu un financement de projet sans recours de 197,2 M\$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet hydroélectrique au fil de l'eau Big Silver Creek River.

Le 31 janvier 2017, le prêt a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 39,5 ans.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

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

Cette dette est garantie par les actifs de Big Silver Creek Power L.P., d'une valeur comptable d'environ 211,2 M\$.

bb) Boulder Creek et Upper Lillooet River

Le 17 mars 2015, Boulder Creek Power Limited Partnership et Upper Lillooet River Power Limited Partnership ont conclu conjointement un financement de projet sans recours de 491,6 M\$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant les projets hydroélectriques au fil de l'eau Boulder Creek et Upper Lillooet River.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 191,6 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,22 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 25 ans et le capital sera amorti sur une période de 20 ans, à compter de la sixième année.
- Un prêt de construction de 250,0 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans.
- Un prêt de construction de 50,0 M\$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %; après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans et son capital sera remboursé à l'échéance.

Cette dette est garantie par les actifs de Boulder Creek Power L.P. et de Upper Lillooet River Power L.P., d'une valeur comptable d'environ 509,1 M\$.

RAPPORT DE GESTION

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

Débetures convertibles

Au 31 décembre 2016, la composante passif des débetures convertibles s'établissait à 94,8 M\$ et la composante capitaux propres à 1,9 M\$ (93,4 M\$ et 1,9 M\$ au 31 décembre 2015). Les débetures convertibles en circulation portent intérêt au taux de 4,25% par année, payable semestriellement le 31 août et le 28 février de chaque année. Les débetures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 15,00 \$ par action, ce qui représente un taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires pour chaque tranche de capital de mille dollars de débetures convertibles. Les débetures viendront à échéance le 31 août 2020 et ne pourront pas être rachetées au gré de la Société avant le 31 août 2018, sauf dans certaines circonstances limitées.

Les débetures convertibles sont subordonnées à tous les autres titres de créance de la Société.

Capitaux propres

Au 31 décembre 2016, les capitaux propres de la Société totalisaient 485,2 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 14,7 M\$, comparativement à 471,6 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 21,9 M\$, au 31 décembre 2015. L'augmentation de 13,7 M\$ du total des capitaux propres découle essentiellement de la comptabilisation d'un bénéfice net de 32,0 M\$, de l'émission de 3 906 250 actions pour un montant de 50,0 M\$ à trois entités affiliées du Mouvement Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex et de l'émission de 3,2 M\$ d'actions en vertu du Régime de réinvestissement des dividendes, partiellement contrebalancées par des dividendes de 74,5 M\$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées, et de la comptabilisation d'autres éléments du résultat global de 0,5 M\$.

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2016	Total	Moins d'un an	1 à 3 ans	4 à 5 ans	Par la suite
Dette à long terme, y compris les débetures	2 787 856	99 418	116 286	428 432	2 143 720
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	2 524 195	130 206	251 109	222 568	1 920 312
Obligations d'achat (contractuelles) ¹	158 742	21 342	18 087	19 166	100 147
Autres	37 783	4 266	5 052	4 914	23 551
Total des obligations contractuelles	5 508 576	255 232	390 534	675 080	4 187 730

1. Les obligations d'achat proviennent principalement de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction.

Éventualités

L'acquisition de Cloudworks Energy Inc. réalisée en 2011 prévoit le paiement potentiel de sommes supplémentaires aux vendeurs sur une période qui commence à la date d'acquisition et se termine en 2056. Les paiements reportés visent effectivement à assurer un partage potentiel de la valeur créée si les projets obtiennent un rendement supérieur aux attentes de la Société et qu'ils donnent lieu à une augmentation de la valeur pour la Société, déduction faite de ces paiements. Le montant total maximal de l'ensemble des paiements reportés dans le cadre de cette acquisition était limité à la valeur actualisée de 35,0 M\$ à la date d'acquisition. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a comptabilisé une radiation en lien avec ses Projets potentiels de C.-B. acquis en 2011. Parallèlement à la constatation de la radiation, la Société a comptabilisé un gain de 3,4 M\$ à la suite du renversement des contreparties conditionnelles en 2015 liées aux montants payables sur le développement futur des Projets potentiels acquis de Cloudworks Energy Inc. En 2016, la Société a comptabilisé une perte de 0,8 M\$ sur contreparties conditionnelles.

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris l'obligation de payer une contrepartie conditionnelle à la Municipalité régionale de comté de Minganie jusqu'à ce que la débenture convertible émise par Société en commandite Magpie soit convertie. À la conversion, la Municipalité régionale de comté de Minganie aura droit à une participation de 30 % dans Société en commandite Magpie.

Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2016, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 136,5 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 50,5 M\$ ont été émis en vertu de sa facilité de crédit rotatif, en grande partie sur une base temporaire durant la construction des Projets en développement, et le reste a été émis en vertu des facilités de crédit sans recours pour les projets. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de

RAPPORT DE GESTION

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

société pour un montant total de 28,9 M\$ en vue principalement de soutenir la performance de la centrale hydroélectrique Brown Lake et la construction du projet Mesgi'g Ujju's'n.

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles

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

Flux de trésorerie disponibles et calcul du Ratio de distribution	Périodes de 12 mois closes le 31 décembre		
	2016	2015	2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	84 048	4 557	87 578
<i>Ajouter (Déduire) les éléments suivants :</i>			
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	49 148	(8 275)	13 218
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(2 730)	(3 553)	(2 851)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(43 220)	(31 813)	(29 190)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ¹	(8 571)	(2 550)	(4 865)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(7 125)	(7 125)
Entrées de trésorerie pour les services de transmission fournis par Harrison Hydro L.P. à d'autres installations ²	—	3 327	2 092
<i>Ajuster compte tenu des éléments suivants :</i>			
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	2 970	261	521
Pertes réalisées sur instruments financiers dérivés	—	119 557	8 366
Flux de trésorerie disponibles	75 703	74 386	67 744
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	68 524	63 646	59 549
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	91 %	86 %	88 %
Dividendes ³ déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces ³	63 346	57 613	49 358
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	84 %	77 %	73 %

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

2. Ces montants ont été reçus par Harrison Hydro L.P. au titre des services de transmission devant être fournis aux centrales Big Silver Creek et Tretheway Creek, respectivement; une tranche de 49,99 % de ces montants a été prise en compte dans les Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

RAPPORT DE GESTION

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 75,7 M\$, comparativement à 74,4 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette légère augmentation des Flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en 2016 avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation et les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés (aucune en 2016), partiellement contrebalancée par l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette et l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle. La Société a également décidé d'investir davantage pour explorer des occasions de croissance sur de nouveaux marchés internationaux, ce qui a également fait diminuer les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Ratio de distribution

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 91 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 86 % pour l'exercice précédent. Cette variation est attribuable principalement à une légère hausse des Flux de trésorerie disponibles par rapport à 2015, qui a été plus que contrebalancée par les paiements de dividendes plus élevés en raison du nombre accru d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission de 3 906 250 actions à trois entités affiliées du Mouvement Desjardins en vertu d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innenergy, de 94 000 actions à la suite de l'exercice d'options sur actions et de 242 706 actions au titre du RRD.

Le Ratio de distribution tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses Projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement internes potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a engagé des charges liées aux Projets potentiels de 10,3 M\$, comparativement à 8,0 M\$ pour l'exercice précédent. Cette augmentation de 29 % est surtout attribuable à la progression de plusieurs Projets potentiels et à l'exploration d'occasions sur de nouveaux marchés internationaux. Sans tenir compte de ces charges discrétionnaires, le Ratio de distribution de la Société aurait été inférieur d'environ 11 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et d'environ 8 % pour l'exercice correspondant précédent.

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

PERFORMANCE FINANCIÈRE PRÉVUE

Au 31 décembre 2016, la Société compte 46 Installations en exploitation ayant une puissance installée nette de 909 MW (puissance installée brute de 1 533 MW) et une production moyenne à long terme consolidée annualisée de 4 111 GWh. La Société poursuit également la construction des Projets en développement Upper Lillooet River et Boulder Creek au moyen de contrats d'achat d'électricité.

	2017		2016		2015	
Électricité produite (GWh)	approx.	+31%	3 522	+18%	2 988	+ 1%
Produits	approx.	+44%	292 785	+19%	246 869	+ 2%
BAIIA ajusté	approx.	+48%	215 983	+18%	183 738	+ 2%
Nombre d'installations en exploitation		49		46		34
Puissance installée nette (MW)		1 011		909		708
PMLT consolidée, annualisée (GWh)		4 640		4 111		3 130

L'augmentation de la puissance installée et du nombre d'installations en exploitation en 2016 tient compte de la mise en service de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek et du parc éolien Mesgi'g Ugnu's'n avant la fin de l'exercice ainsi que de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Walden en février 2016, des sept entités françaises acquises en avril 2016 et des deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine en décembre 2016. En 2016, il était prévu que l'électricité produite augmente de 6 à 8 % et

RAPPORT DE GESTION

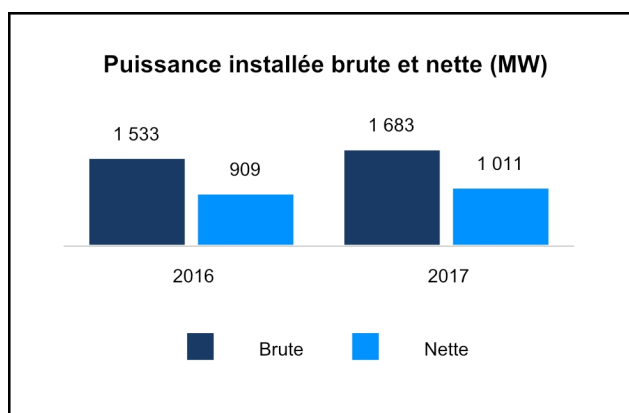
(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

que les produits augmentent de 9 à 11 %, mais l'augmentation s'est établie à 18 % et 19 %, respectivement en raison de la production supérieure à la PMLT et des acquisitions réalisées. Le BAIIA ajusté devait augmenter de 7 à 9 %, mais il s'est plutôt accru de 18 % à la faveur d'une hausse de la production et des acquisitions réalisées.

La Société fait certaines prévisions afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation lorsque les deux Projets en développement actuels seront mis en service. Ces projections incluent également les données pour le parc éolien Yonne, acquis au premier trimestre de 2017. Ces prévisions ne tiennent pas compte des acquisitions ou cessions possibles ni des Projets en développement supplémentaires qui peuvent découler de l'obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité. Les hausses prévues de la production et des produits reflètent des niveaux de production en phase avec la moyenne à long terme. L'augmentation du BAIIA ajusté tient compte d'un accroissement important des charges liées aux Projets potentiels prévues du fait que la Société finance son expansion sur des marchés cibles à l'échelle internationale.

Puissance installée prévue

La Société estime que la puissance installée fournit une bonne indication de la taille et de l'ampleur de ses activités. La Société prévoit qu'une fois les deux Projets en développement mis en service et avec l'acquisition du parc éolien Yonne, sa puissance installée nette passera de 909 MW (puissance installée brute de 1 533 MW) à la fin de 2016 à 1 011 MW (puissance installée brute de 1 683 MW) en 2017, soit une augmentation de 11 % (10 % selon la puissance installée brute). La puissance installée nette tient compte du fait que la Société ne détient pas entièrement certaines de ses installations. La puissance installée englobe les installations Umbata Falls et Viger-Denonville qui sont traitées comme des coentreprises et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.



Production moyenne à long terme (PMLT)

La comparaison de la production d'électricité réelle et de la PMLT prévue pour chaque installation représente un indicateur de rendement clé. La Société prévoit qu'une fois les deux Projets en développement mis en service et avec l'acquisition du parc éolien Yonne, sa PMLT consolidée annualisée passera de 4 111 GWh à la fin de 2016 à 4 640 mille GWh en 2017, soit une augmentation de 13 %. La PMLT consolidée est présentée conformément aux règles de comptabilisation des produits selon les IFRS et exclut les installations Umbata Falls et Viger-Denonville qui sont traitées comme des coentreprises et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

	2016	À compter de 2017
Hydro	2 591	3 019
Éolien	1 482	1 583
Solaire ¹	38	38
Total	4 111	4 640

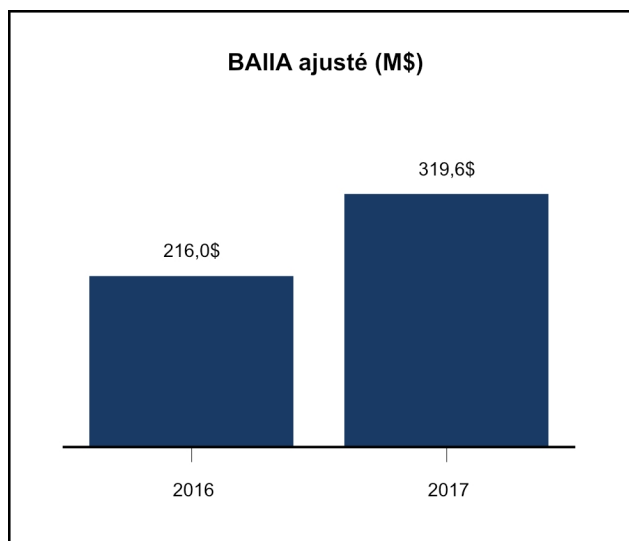
RAPPORT DE GESTION

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

BAIIA ajusté prévu

Le BAIIA ajusté généré est un indicateur de rendement clé pour la Société. Elle prévoit qu'une fois les deux Projets en développement mis en service et avec l'acquisition du parc éolien Yonne, le BAIIA ajusté généré sera d'environ 319,6 M\$ en 2017, comparativement à 216,0 M\$ en 2016. Cela représente une augmentation d'environ 48% pour 2017, par rapport à 2016. Le BAIIA ajusté est présenté conformément aux règles de comptabilisation des produits selon les IFRS et exclut les installations Umbata Falls et Viger-Denonville qui sont traitées comme des coentreprises et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Le BAIIA ajusté annuel combiné de ces installations attribuable à la Société s'établit à environ 8,5 M\$.

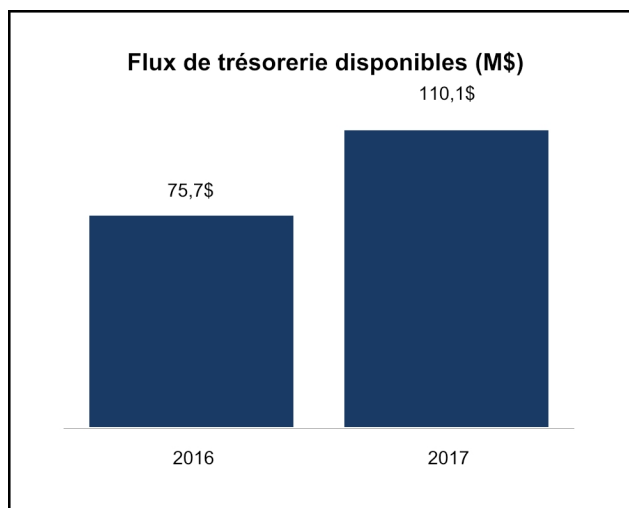
Il convient de noter que le BAIIA ajusté ne tient pas compte de l'impact des paiements d'intérêt et de principal sur les dettes actuelles de la Société, ni du financement par le biais de dettes liées aux projets.



Flux de trésorerie disponibles prévus

Les Flux de trésorerie disponibles générés par ses activités d'exploitation et pouvant être distribués aux porteurs d'actions ordinaires et être réinvestis pour financer sa croissance représentent un autre indicateur de rendement clé pour la Société. Elle prévoit qu'une fois les deux Projets en développement mis en service et avec l'acquisition du parc éolien Yonne, elle générera des Flux de trésorerie disponibles de l'ordre de 110,1 M\$ en 2017, comparativement à 75,7 M\$ en 2016. Cette augmentation d'environ 45% pour 2017, par rapport à 2016, tiendra compte des flux de trésorerie générés par les 49 installations en exploitation de la Société à ce moment, une fois pris en compte les dépenses en immobilisations pour l'entretien, les remboursements prévus de capital sur la dette, les dividendes sur actions privilégiées et la partie des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

Pour un complément d'information sur les principales hypothèses utilisées pour établir les prévisions financières et les principaux risques et les principales incertitudes qui s'y rattachent, se reporter à la rubrique « Information prospective ».



RAPPORT DE GESTION

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

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 31 décembre 2016, la Société avait des participations dans 28 centrales hydroélectriques, sept parcs éoliens et un parc solaire au Canada, neuf parcs éoliens en Europe et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. La Société est active dans trois secteurs géographiques principaux, qui sont décrits ci-après :

	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Produits		
Canada	278 723	243 043
Europe	9 836	—
États-Unis	4 226	3 826
	292 785	246 869

Au	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers et des actifs d'impôt différé		
Canada	3 005 720	2 704 788
Europe	318 924	—
États-Unis	7 365	8 043
	3 332 009	2 712 831

Canada

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a enregistré des produits au Canada de 278,7 M\$, comparativement à 243,0 M\$ pour l'exercice précédent. L'augmentation des produits est attribuable principalement aux meilleurs résultats de la plupart des centrales hydroélectriques en exploitation en Colombie-Britannique par rapport à la même période l'an dernier et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises, soit la centrale hydroélectrique Tretheway Creek mise en service en novembre 2015, la centrale hydroélectrique Walden acquise en février 2016, la centrale hydroélectrique Big Silver Creek mise en service en juillet 2016 et le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n mis en service en décembre 2016, qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime éolien au Québec et du régime hydrologique en Ontario.

Pour la période close le 31 décembre 2016, l'augmentation des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé, découle principalement de la construction de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek et du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n, des Projets en développement Upper Lillooet River et Boulder Creek et de l'achat de la centrale Walden le 25 février 2016.

Europe

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, l'augmentation des produits et des actifs non courants, exclusion faite des instruments financiers et des actifs d'impôt différé en France, découle des entités françaises acquises le 15 avril 2016 et le 22 décembre 2016.

États-Unis

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la Société a enregistré des produits aux États-Unis de 4,2 M\$, comparativement à 3,8 M\$ pour l'exercice précédent. L'augmentation des produits aux États-Unis est attribuable aux meilleurs résultats d'exploitation de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend par rapport à la même période l'an dernier. La diminution des actifs non courants pour la période close le 31 décembre 2016 est surtout attribuable à l'amortissement.

RAPPORT DE GESTION

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

Secteurs opérationnels

Au 31 décembre 2016, la Société comptait quatre secteurs opérationnels : la production hydroélectrique, la production éolienne, la production solaire et l'aménagement des emplacements.

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

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables » des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. 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 Exercice clos le 31 décembre 2016	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	2 718 768	760 814	42 063	—	3 521 645
Produits	211 881	63 238	17 666	—	292 785
Charges :					
Charges d'exploitation	37 197	13 515	757	—	51 469
Frais généraux et administratifs	8 459	4 090	152	2 344	15 045
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	10 288	10 288
BAIIA ajusté	166 225	45 633	16 757	(12 632)	215 983
Exercice clos le 31 décembre 2015					
Production (MWh)	2 238 376	709 712	39 549	—	2 987 637
Produits	173 567	56 691	16 611	—	246 869
Charges :					
Charges d'exploitation	30 696	9 512	730	—	40 938
Frais généraux et administratifs	7 747	3 497	153	2 791	14 188
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	8 005	8 005
BAIIA ajusté	135 124	43 682	15 728	(10 796)	183 738

RAPPORT DE GESTION

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

SITUATION FINANCIÈRE Au 31 décembre 2016	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 993 033	1 003 964	108 231	498 976	3 604 204
Total du passif	1 537 791	847 148	113 538	620 495	3 118 972
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	3 420	219 813	11	369 723	592 967
Au 31 décembre 2015					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 806 873	332 698	114 543	874 189	3 128 303
Total du passif	1 344 518	213 415	107 641	991 172	2 656 746
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	4 051	871	81	299 549	304 552

Secteur de la production hydroélectrique

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, ce secteur a produit 109 % de la PMLT et a dégagé des produits de 211,9 M\$, comparativement à 96 % de la PMLT et à des produits de 173,6 M\$ pour l'exercice précédent. L'augmentation des produits et de la production dans ce secteur est attribuable principalement à la production égale ou supérieure à la moyenne à long terme dans tous les territoires, à l'exception de l'Ontario, pendant la période, à l'apport des centrales hydroélectriques Tretheway Creek et Big Silver Creek, qui ont été mises en service en novembre 2015 et en juillet 2016, respectivement, et à l'apport de la centrale hydroélectrique Walden, qui a été acquise en février 2016.

L'actif total a augmenté depuis le 31 décembre 2015, en raison principalement du transfert de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa mise en service en juillet 2016 et de l'achat de la centrale Walden le 25 février 2016, partiellement contrebalancés par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2015, en raison principalement du transfert du financement du projet de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa mise en service et de l'achat de la centrale Walden le 25 février 2016, partiellement contrebalancés par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production éolienne

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, ce secteur a produit 91 % de la PMLT et a dégagé des produits de 63,2 M\$, comparativement à 105 % de la PMLT et à des produits de 56,7 M\$ pour la même période l'an dernier. La baisse du pourcentage de la PMLT est principalement attribuable à la diminution des régimes éoliens dans les installations au Québec et au régime éolien inférieur à la PMLT dans les installations en France. L'augmentation des produits s'explique principalement par l'acquisition des entités françaises.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2015 est principalement attribuable à l'acquisition des entités françaises et au transfert du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production éolienne par suite de sa mise en service en décembre 2016, partiellement contrebalancés par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2015 est principalement attribuable à l'acquisition des entités françaises et au transfert du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production éolienne par suite de sa mise en service en décembre 2016, partiellement contrebalancés par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production solaire

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, ce secteur a produit 111 % de la PMLT et a dégagé des produits de 17,7 M\$, comparativement à 104 % de la PMLT et à des produits de 16,6 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation de la production et des produits pour l'exercice est attribuable principalement au régime solaire supérieur par rapport à l'exercice précédent.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2015 est principalement attribuable à l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

RAPPORT DE GESTION

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

L'augmentation du total du passif depuis le 31 décembre 2015 est attribuable à l'accroissement de la dette à long terme de Stardale au moment du refinancement, partiellement contrebalancé par les remboursements prévus.

Secteur de l'aménagement d'emplacements

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les frais d'aménagement d'emplacements se sont établis à 12,6 M\$, comparativement à 10,8 M\$ en 2015. L'augmentation est attribuable principalement aux investissements effectués pour explorer des occasions sur de nouveaux marchés internationaux.

La baisse du total de l'actif depuis le 31 décembre 2015 découle principalement du transfert de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa mise en service en juillet 2016 et du transfert du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production éolienne par suite de sa mise en service en décembre 2016, partiellement contrebalancés par la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek.

La baisse du total du passif depuis le 31 décembre 2015 est attribuable principalement au transfert de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production hydroélectrique par suite de sa mise en service en juillet 2016 et au transfert du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n du secteur de l'aménagement des emplacements au secteur de la production éolienne par suite de sa mise en service en décembre 2016, partiellement contrebalancés par des prélèvements sur les financements des projets Boulder Creek et Upper Lillooet River.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016
Production (MWh)	848 967	831 840	1 176 451	664 387
Produits	73,3	69,3	87,8	62,5
BAlIA ajusté	50,3	51,2	66,9	47,7
Profit net réalisé et latent (perte nette réalisée et latente) sur instruments financiers	2,2	(1,3)	2,2	1,3
Radiation de frais de développement liés aux projets	—	—	—	—
Bénéfice net	8,8	0,4	15,7	7,2
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	9,8	3,4	14,4	8,3
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,08	0,02	0,12	0,07
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,5	1,5	1,5	1,5
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	17,3	17,3	17,3	16,6
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,160	0,160	0,160	0,160

RAPPORT DE GESTION

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015
Production (MWh)	647 062	777 975	904 172	658 427
Produits	56,3	62,7	70,2	57,7
BAlIA ajusté	38,8	48,6	53,4	43,0
Profit net réalisé et latent (perte nette réalisée et latente) sur instruments financiers	2,0	(2,7)	18,6	(56,0)
Radiation de frais de développement liés aux projets	(51,7)	—	—	—
(Perte nette) bénéfice net	(34,4)	1,3	22,5	(37,8)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(30,6)	5,8	22,8	(29,1)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	(0,31)	0,04	0,21	(0,31)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	16,1	16,2	15,7	15,7
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,155	0,155	0,155	0,155

La comparaison des résultats des plus récents trimestres illustre la saisonnalité qui est propre aux actifs de la Société : la production d'électricité, les produits et le BAlIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 63 % 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, les profits et pertes latents et réalisés sur instruments financiers découlant de l'augmentation ou de la diminution des taux d'intérêt de référence et les fluctuations de change représentent l'élément qui engendre les fluctuations les plus importantes du résultat net. L'analyse historique du résultat net doit tenir compte de ce facteur. Il est important de rappeler que les variations latentes de la valeur marchande des instruments financiers dérivés découlent des mouvements des taux d'intérêt et des taux de change et n'ont pas d'incidence sur le BAlIA 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)

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Production d'électricité

Périodes de trois mois closes le 31 décembre		2016			2015		
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	
HYDRO							
Québec	182 925	181 486	101%	150 780	181 486	83%	
Ontario	14 250	21 212	67%	20 912	21 212	99%	
Colombie-Britannique	409 994	315 077	130%	276 543	269 952	102%	
États-Unis	2 751	5 223	53%	2 301	5 223	44%	
Total partiel	609 921	522 998	117%	450 536	477 873	94%	
ÉOLIEN							
Québec	197 096	255 495	77%	190 198	207 276	92%	
France	36 048	53 817	67%	—	—	—%	
Total partiel	233 144	309 312	75%	190 198	207 276	92%	
SOLAIRE							
Ontario	5 902	5 741	103%	6 328	5 783	109%	
Total	848 967	838 051	101%	647 062	690 932	94%	

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

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2016, les installations de la Société ont produit 849 GWh, soit 101 % par rapport à la PMLT de 838 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 117 % de leur PMLT, en raison des débits d'eau supérieurs à la moyenne dans tous les marchés, à l'exception de l'Ontario et des États-Unis. Dans l'ensemble, les parcs éoliens ont produit 75 % de leur PMLT, en raison des régimes éoliens inférieurs à la moyenne au Québec et en France. Le parc solaire a produit 103 % de sa PMLT, en raison d'un régime solaire supérieur à la moyenne. Pour un complément d'information sur les résultats des secteurs d'exploitation, se reporter à la rubrique « Information sectorielle ».

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 31 décembre			
	2016		2015	
Produits	73 265	100,0%	56 291	100,0%
Charges d'exploitation	15 674	21,4%	11 185	19,9%
Frais généraux et administratifs	4 508	6,2%	3 297	5,9%
Charges liées aux Projets potentiels	2 819	3,8%	2 990	5,3%
BAIIA ajusté	50 264	68,6%	38 819	69,0%
Charges financières	26 228		20 097	
Autres produits (pertes), montant net	895		(2 916)	
Amortissements	25 614		19 106	
Radiation de frais liés au développement de projets	—		51 719	
Quote-part du bénéfice des coentreprises ¹	(2 919)		(858)	
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(2 172)		(1 962)	
(Économie) charge d'impôt	(6 147)		(11 976)	
Bénéfice net (perte nette)	8 765		(34 391)	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	9 835		(30 570)	
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 070)		(3 821)	
	8 765		(34 391)	
Bénéfice net (perte nette) par action - de base (\$)	0,08		(0,31)	

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

Produits

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2016, la Société a enregistré des produits de 73,3 M\$, comparativement à 56,3 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2015. Cette augmentation de 30 % est principalement attribuable aux meilleurs résultats de la plupart des centrales hydroélectriques en exploitation en Colombie-Britannique par rapport à la même période l'an dernier et à l'apport des installations récemment mises en service ou acquises (la centrale hydroélectrique Tretheway Creek mise en service en novembre 2015, la centrale hydroélectrique Walden acquise en février 2016, les entités françaises acquises en avril 2016 et en décembre 2016, la centrale hydroélectrique Big Silver Creek mise en service le 29 juillet 2016 et le parc éolien Mesgi'g Ujju's'n mis en service à la fin du quatrième trimestre de 2016), facteurs partiellement contrebalancés par la baisse des produits découlant du régime éolien au Québec et du régime hydrologique et du régime solaire en Ontario.

Charges

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2016, la Société a enregistré des charges d'exploitation de 15,7 M\$ (11,2 M\$ en 2015), des frais généraux et administratifs de 4,5 M\$ (3,3 M\$ en 2015) et des charges liées aux Projets potentiels de 2,8 M\$ (3,0 M\$ en 2015). L'augmentation des charges par rapport à la période correspondante l'an dernier est principalement attribuable à l'ajout de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek, de la centrale hydroélectrique Walden, des entités françaises acquises et de la centrale Big Silver Creek ainsi qu'aux variations des coûts associés à la hausse des niveaux de production. L'augmentation des frais généraux et administratifs est principalement attribuable au plus grand nombre d'installations en exploitation.

BAIIA ajusté

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2016, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 50,3 M\$, comparativement à 38,8 M\$ pour la même période l'an dernier, en raison principalement de l'augmentation des produits et des charges dont il a été question plus haut.

RAPPORT DE GESTION

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

Charges financières

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2016, les charges financières se sont établies à 26,2 M\$ (20,1 M\$ en 2015). L'augmentation est principalement attribuable aux charges d'intérêts liées à la mise en service des installations Tretheway Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ugju's'n, aux acquisitions en France et à l'accroissement des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel qui s'explique par une hausse de l'inflation pendant la période.

Amortissements

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2016, la dotation aux amortissements a totalisé 25,6 M\$ (19,1 M\$ en 2015), en raison principalement de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek mise en service en novembre 2015, de la centrale hydroélectrique Walden acquise en février 2016, des entités françaises acquises en avril 2016 et en décembre 2016, de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek mise en service en juillet 2016 et du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n mis en service en décembre 2016.

Bénéfice net (perte nette)

La Société a enregistré un *bénéfice net* de 8,8 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,08 \$ par action), comparativement à une perte nette de 34,4 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,31 \$ par action) en 2015, pour le trimestre. Cet écart est principalement attribuable à l'augmentation de 11,4 M\$ du BAIIA ajusté et à la comptabilisation, en 2015, d'une radiation de 51,7 M\$ et d'une économie d'impôt de 13,6 M\$ en lien avec les Projets potentiels de la Société en Colombie-Britannique, ce qui a donné lieu à un effet net de 38,1 M\$ (néant en 2016). Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des charges financières et des amortissements plus élevés.

PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

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

Production d'électricité

Périodes de trois mois closes le 31 décembre	2016			2015		
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT
Umbata Falls	27 392	33 037	83%	27 549	33 037	83%
Viger-Denonville	19 309	20 300	95%	20 334	20 300	100%

Exercices clos le 31 décembre	2016			2015		
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT
Umbata Falls	111 019	109 101	102 %	116 207	109 101	107 %
Viger-Denonville	68 865	72 400	95 %	80 319	72 400	111 %

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

RAPPORT DE GESTION

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

Umbata Falls, L.P.

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Produits	9 429	9 854
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	938	846
BAIIA ajusté	8 491	9 008
Charges financières	2 507	2 559
Autres produits, montant net	(31)	(32)
Amortissements	4 017	4 019
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers	(526)	1 217
Bénéfice net et résultat global	2 524	1 245

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la production s'est établie à 102 % de la PMLT, en raison surtout des débits d'eau supérieurs à la moyenne pendant l'exercice.

La diminution du BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 est surtout attribuable aux niveaux de production inférieurs en 2016 par rapport à l'exercice précédent.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le bénéfice net et le résultat global se sont établis à 2,5 M\$, comparativement à un bénéfice net et un résultat global de 1,2 M\$ pour la même période l'an dernier. Le résultat global pour l'exercice reflète l'incidence d'un bénéfice net latent sur instruments financiers de 0,5 M\$, comparativement à une perte nette latente de 1,2 M\$ pour la même période l'an dernier, ainsi que l'incidence d'une baisse des produits. Le bénéfice latent sur instruments financiers découle de la hausse des taux d'intérêt de référence.

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

	Au	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Actifs courants		2 090	2 223
Actifs non courants		64 647	68 467
		66 737	70 690
Passifs courants		3 033	3 062
Passifs non courants		46 173	48 852
Capitaux propres		17 531	18 776
		66 737	70 690

La réduction des capitaux propres au 31 décembre 2016 découle d'une distribution de 3,8 M\$ aux partenaires, partiellement contrebalancée par la comptabilisation d'un bénéfice net et d'un résultat global de 2,5 M\$. Umbata Falls, L.P. utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt amortissable de 43,0 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative nette de 7,6 M\$ au 31 décembre 2016 (valeur négative de 8,1 M\$ au 31 décembre 2015).

RAPPORT DE GESTION

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

Viger-Denonville, s.e.c.

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Produits	10 293	11 978
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 844	1 923
BAlIA ajusté	8 449	10 055
Charges financières	3 635	3 636
Autres produits, montant net	(30)	(45)
Amortissements	2 923	2 921
(Profit net latent) Perte nette latente sur instruments financiers	(658)	1 639
Bénéfice net	2 579	1 904
Autres éléments du résultat global	2	127
Total du résultat global	2 581	2 031

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la production s'est établie à 95 % de la PMLT, en raison principalement du régime éolien inférieur à la moyenne. La diminution du BAlIA ajusté est principalement attribuable aux niveaux de production inférieurs par rapport à la même période l'an dernier.

Le 1er avril 2015, la Société a commencé à utiliser la comptabilité de couverture dans le traitement des instruments financiers dérivés existants utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur la dette liée au projet Viger-Denonville, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces instruments financiers dérivés pendant une période donnée.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, l'augmentation du bénéfice net, par rapport à l'exercice précédent, est principalement attribuable à un profit net latent sur instruments financiers dérivés, comparativement à une perte en 2015, partiellement contrebalancé par les produits et les niveaux de production inférieurs.

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

	Au	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Actifs courants		2 249	2 426
Actifs non courants		56 583	59 518
		58 832	61 944
Passifs courants		4 375	4 500
Passifs non courants		54 223	57 191
Capitaux propres		234	253
		58 832	61 944

La légère diminution des capitaux propres au 31 décembre 2016 découle principalement d'une distribution de 2,6 M\$ aux partenaires, partiellement contrebalancée par la comptabilisation d'un bénéfice net et d'un résultat global de 2,6 M\$. Viger-Denonville, s.e.c. utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt amortissable de 51,8 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Viger-Denonville, s.e.c. avait une valeur négative nette de 5,5 M\$ au 31 décembre 2016 (valeur négative de 6,2 M\$ au 31 décembre 2015).

RAPPORT DE GESTION

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

FILIALES À MOINS DE 100 %

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 intragroupes.

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

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

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Produits	60 039	42 452
BAlIA ajusté	48 437	33 123
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	4 982	(9 428)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	1 919	(5 287)
Participations ne donnant pas le contrôle	3 063	(4 141)
	4 982	(9 428)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le bénéfice net est principalement attribuable à la hausse des niveaux de production et des produits, partiellement contrebalancée par les charges variables, qui augmentent avec la production.

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

	Au	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Actifs courants		22 416	16 930
Actifs non courants		615 937	631 521
		638 353	648 451
Passifs courants		17 847	15 653
Passifs non courants		458 037	461 810
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		100 759	105 593
Participations ne donnant pas le contrôle		61 710	65 395
		638 353	648 451

La diminution des capitaux propres attribuables aux propriétaires et des participations ne donnant pas le contrôle s'explique principalement par une distribution de 13,5 M\$ à la Société et à ses partenaires, partiellement compensée par la comptabilisation d'un bénéfice net et du résultat global.

Creek Power Inc. et ses filiales

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

RAPPORT DE GESTION

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

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Produits	3 413	3 135
BAIIA ajusté	1 532	1 198
Perte nette	(4 559)	(19 077)
Autres éléments du résultat global	26	147
Total du résultat global	(4 533)	(18 930)
Perte nette attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(3 028)	(12 708)
Participation ne donnant pas le contrôle	(1 531)	(6 369)
	(4 559)	(19 077)
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(3 011)	(12 708)
Participation ne donnant pas le contrôle	(1 522)	(6 369)
	(4 533)	(19 077)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la baisse de la perte nette reflète un bénéfice net de 0,1 M\$ sur instruments financiers comparativement à une perte nette avant impôt de 19,2 M\$ l'an dernier. En 2015, la Société a réglé des contrats à terme sur obligations pour Boulder Creek et Upper Lillooet River à la clôture du financement de ces projets le 17 mars 2015, ce qui a donné lieu à une perte réalisée sur instruments financiers de 68,0 M\$, partiellement contrebalancée par un profit latent de 48,8 M\$ sur instruments financiers découlant du renversement de pertes latentes comptabilisées au 31 décembre 2014 au règlement de ces contrats à terme sur obligations.

Le 1er avril 2015, la Société a décidé de commencer à utiliser la comptabilité de couverture dans le traitement des instruments financiers dérivés existants utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur la dette liée à ses projets, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces instruments financiers dérivés pendant une période donnée.

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

	Au	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Actifs courants		82 759	182 681
Actifs non courants		492 414	342 038
		575 173	524 719
Passifs courants		48 853	59 716
Passifs non courants		605 658	539 660
Déficit attribuable aux propriétaires		(56 651)	(53 541)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(22 687)	(21 116)
		575 173	524 719

La diminution des actifs courants est principalement attribuable à la diminution des liquidités soumises à restrictions, qui ont servi à payer des travaux de construction en cours. L'augmentation des actifs non courants est attribuable principalement aux dépenses de construction pour les projets Upper Lillooet River et Boulder Creek. La diminution des passifs courants est attribuable à un reclassement de 18,7 M\$ dans les passifs non courants du prêt pour le projet Fitzsimmons Creek, qui a été refinancé en 2016, partiellement contrebalancé par une augmentation de 9,8 M\$ des crédateurs en raison des travaux de construction en cours à Upper Lillooet River et Boulder Creek.

RAPPORT DE GESTION

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

Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

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

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Produits	19 840	18 553
BAlIA ajusté	15 519	14 091
Perte nette et résultat global	(704)	(4 333)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(352)	(1 947)
Participation ne donnant pas le contrôle	(352)	(2 386)
	(704)	(4 333)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, l'augmentation des produits et du BAlIA est attribuable principalement aux niveaux de production supérieurs par rapport à la même période l'an dernier et à des charges d'exploitation moins élevées.

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

	Au	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Actifs courants		8 949	6 946
Actifs non courants		175 049	177 836
		183 998	184 782
Passifs courants		9 964	8 599
Passifs non courants		194 985	196 430
Déficit attribuable aux propriétaires		(10 227)	(9 875)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(10 724)	(10 372)
		183 998	184 782

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

La Société détient une participation de 50 % dans Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., qui possède le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n. Pour un complément d'information sur ce projet, se reporter à la rubrique « Projets en développement et activités de mise en service ». Le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n a été mis en service le 30 décembre 2016.

RAPPORT DE GESTION

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

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Mesgi'g Ugju's'n

	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Produits	1 024	—
BAIIA ajusté	945	—
Perte nette	(1 097)	(9 992)
Autres éléments de résultat global	(1 643)	(1 639)
Total du résultat global	(2 740)	(11 631)
Perte nette attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(794)	(6 869)
Participation ne donnant pas le contrôle	(303)	(3 123)
	(1 097)	(9 992)
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(1 955)	(8 028)
Participation ne donnant pas le contrôle	(785)	(3 603)
	(2 740)	(11 631)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la perte nette moins élevée reflète un bénéfice net minime sur instruments financiers comparativement à une perte nette de 9,9 M\$ en 2015. La centrale a été mise en exploitation commerciale en décembre 2016 et a généré des produits qui ont été contrebalancés par les charges financières et la dotation aux amortissements.

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

	Au	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Actifs courants		64 843	97 923
Actifs non courants		294 918	100 966
		359 761	198 889
Passifs courants		59 360	6 535
Passifs non courants		264 582	155 434
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		44 986	45 302
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(9 167)	(8 382)
		359 761	198 889

La diminution des actifs courants est partiellement attribuable à la diminution des liquidités soumises à restrictions, qui ont servi à payer des travaux de construction en cours, partiellement contrebalancée par une créance de 49,3 M\$ d'Hydro-Québec pour la construction de la sous-station. L'augmentation des actifs non courants est principalement attribuable aux dépenses affectées à la construction du projet.

L'augmentation des passifs courants est principalement attribuable au prêt pour la construction de la sous-station devant être remboursé en 2017 et à la hausse des créanciers liés à la construction. L'augmentation des passifs non courants est attribuable à des prélèvements sur la dette à long terme en lien avec les coûts des travaux de construction.

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

La Société détient 50,01 % des unités ordinaires et la totalité des unités privilégiées de la Société en commandite SM, qui possède la centrale hydroélectrique Sainte-Marguerite.

RAPPORT DE GESTION

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

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Société en commandite SM

	Exercices clos le 31 décembre	
	2016	2015
Produits	10 666	10 562
BAlIA ajusté	8 148	8 168
Perte nette et résultat global	(4 289)	(4 086)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(2 145)	(2 044)
Participation ne donnant pas le contrôle	(2 144)	(2 042)
	(4 289)	(4 086)

La comptabilisation d'une perte nette est surtout attribuable à la passation en charges des distributions sur les unités privilégiées détenues par la Société et à l'intérêt sur les débetures détenues par le partenaire de la Société.

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

	Au	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Actifs courants		2 344	1 476
Actifs non courants		132 351	134 873
		134 695	136 349
Passifs courants		8 654	6 148
Passifs non courants		120 681	120 552
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		10 922	13 067
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(5 562)	(3 418)
		134 695	136 349

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la diminution des actifs non courants est surtout attribuable à l'amortissement pour l'exercice. Au 31 décembre 2016, la baisse des capitaux propres attribuables aux propriétaires et l'augmentation du déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'expliquent par la comptabilisation d'une perte nette et du résultat global pour l'exercice.

Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales

Le 15 avril 2016, Innergex a complété l'acquisition de sept projets éoliens en exploitation en France. La Société a réalisé l'acquisition par l'entremise des filiales étrangères entièrement détenues d'Innergex Europe (2015), S.E.C. Avant l'investissement fait par Desjardins, la Société détenait 100 % des parts d'Innergex Europe (2015), S.E.C. Le 10 juin 2016, Desjardins a souscrit un montant de 38,4 M\$ en contrepartie de 30,45 % des parts ordinaires et d'une débeture de 32.0 M\$ émise par Innergex Europe (2015), S.E.C. Cette participation dans les parts ordinaires est prise en compte dans les participations ne donnant pas le contrôle.

Le 22 décembre 2016, Innergex et Desjardins ont complété l'acquisition de deux projets éoliens en exploitation en Nouvelle-Aquitaine en France. Ils ont réalisé l'acquisition par l'entremise des filiales étrangères entièrement détenues d'Innergex Europe (2015), S.E.C.

RAPPORT DE GESTION

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

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales

	Période de 261 jours close le 31 décembre 2016
Produits	9 836
BAlIA ajusté	5 208
Perte nette	(11 309)
Autres éléments du résultat global	(799)
Total du résultat global	(12 108)
Perte nette attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(8 601)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 708)
	(11 309)
Total du résultat global attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(9 157)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 951)
	(12 108)

Depuis l'acquisition le 15 avril 2016 et jusqu'au 31 décembre 2016, la production s'est établie à 70 % de la PMLT, en raison principalement du régime éolien inférieur à la moyenne en France. La perte nette pour la période est principalement attribuable à la baisse des produits, qui découle de la production inférieure à la moyenne et des coûts d'acquisition et de financement. Les dépenses comprennent des coûts d'acquisition de 1,7 M\$, des intérêts de 1,5 M\$ payables à Desjardins sur la débenture de 38,2 M\$, une distribution de 4,3 M\$ payable à Innergex sur les parts privilégiées de 87,2 M\$ et des intérêts de 0,6 M\$ payables à Innergex sur un prêt-relais temporaire. Sans tenir compte de ces éléments, la perte nette se serait établie à 3,3 M\$. Les charges comprennent aussi les charges hors trésorerie telles que les amortissements totalisant 9,8 M\$.

Bien que les sept entités françaises aient été acquises au cours du deuxième trimestre, il convient de mentionner que pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la production a atteint 87 % de la PMLT pour les sept parcs éoliens situés en France. Cela est principalement attribuable à la production qui a atteint 118 % de la PMLT au cours du premier trimestre de 2016, en dépit de la production qui a été inférieure à la moyenne depuis l'acquisition. Les deux entités françaises acquises en Nouvelle-Aquitaine ont été mises en service en décembre 2016 et ont donc été exclues de ce calcul.

Sommaire des états de la situation financière - Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales

	Au 31 décembre 2016
Actifs courants	19 036
Actifs non courants	325 310
	344 346
Passifs courants	
Passifs non courants	32 475
Déficit attribuables aux propriétaires	316 508
Participations ne donnant pas le contrôle	(5 416)
	779
	344 346

L'excédent des passifs courants sur les actifs courants provient principalement de la tranche à court terme de la dette à long terme, qui sera remboursée avec les produits dégagés durant l'année. Il est également constitué de 3,8 M\$ payables aux associés, qui seront payés quand les fonds seront disponibles.

RAPPORT DE GESTION

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

Entités françaises

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

L'information financière relative aux entités françaises est résumée ci-après :

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global - Entités françaises

	Période de 261 jours close le 31 décembre 2016
Produits	9 836
BAlIA ajusté	5 669
Perte nette	(1 552)
Autres éléments du résultat global	64
Total du résultat global	(1 488)

Sommaire des états de la situation financière - Entités françaises

	Au	31 décembre 2016
Actifs courants		16 768
Actifs non courants		304 754
		321 522
Passifs courants		29 527
Passifs non courants		230 518
Capitaux propres		61 477
		321 522

RISQUES ET INCERTITUDES

La Société est exposée à divers risques et incertitudes et elle a décrit ci-dessous ceux qu'elle considère comme importants. D'autres risques et incertitudes sont présentés à la rubrique « Facteurs de risque » de la Notice annuelle de la Société la plus récente accessible sur SEDAR à sedar.com. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui sont actuellement inconnus de la Société, ou qu'elle considère comme peu importants, pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur les activités de la Société.

Capacité de la Société de mettre en oeuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires

La stratégie de la Société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou développer des installations de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un attrayant rendement ajusté aux risques, et de distribuer un dividende stable. Toutefois, rien ne garantit que la Société soit en mesure d'acquérir ou de développer des installations de production d'énergie de haute qualité à des prix attrayants pour soutenir sa croissance.

La mise en oeuvre de cette stratégie exige une appréciation commerciale prudente, doit être réalisée au moment opportun et requiert également les ressources nécessaires pour effectuer le développement d'installations de production d'énergie. La Société peut également sous-estimer les coûts liés au développement des installations de production d'énergie jusqu'à leur mise en service ou peut être incapable d'intégrer rapidement et efficacement les nouvelles acquisitions dans ses activités existantes.

Capacité de mobiliser des capitaux supplémentaires et conditions du marché des capitaux

Le développement futur et la construction des Projets en développement et des Projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés au moyen des flux de trésorerie générés par les Installations en exploitation de la Société, d'emprunts ou d'émissions d'actions supplémentaires. Si les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres

RAPPORT DE GESTION

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

additionnels de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'effectuer les investissements nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes serait compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables pour le financement du développement ou de l'expansion. Un très grand nombre de projets d'énergie renouvelable seront réalisés au cours des prochaines années, ce qui aura des répercussions sur la disponibilité des capitaux. De plus, le versement de dividendes pourrait nuire à la capacité de la Société de financer ses projets en cours et futurs.

En outre, les efforts de mobilisation de capitaux de la Société pourraient comprendre l'émission d'actions ordinaires supplémentaires, ou de titres d'emprunt convertibles en actions ordinaires, lesquels pourraient, selon le prix auquel ils sont émis ou convertis, avoir un effet dilutif important pour les détenteurs des actions ordinaires de la Société et une incidence négative sur le cours des actions ordinaires de la Société.

Risques de liquidité liés aux instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont conclus avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend du rendement de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait comporter un risque de liquidité. Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme sur obligations à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt et contrats de change. La Société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de hausse des taux d'intérêt sur son financement par emprunt et aux fluctuations de taux de change. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

Variabilité des régimes hydrologique, éolien et solaire

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la Société est tributaire des débits d'eau. Il n'y a aucune certitude que la disponibilité à long terme de ces ressources demeurera inchangée. Des événements ayant un impact sur les conditions hydrologiques pour les centrales hydroélectriques de la Société, par exemple des débits d'eau faibles et élevés dans les bassins versants où sont situées ces centrales, pourraient avoir une incidence considérable sur les produits de la Société. En outre, en cas d'inondations graves, les centrales hydroélectriques de la Société pourraient être endommagées. Par ailleurs, la quantité d'énergie produite par les parcs éoliens de la Société est tributaire du vent, qui varie naturellement. L'augmentation ou la diminution du régime éolien à l'un ou l'autre des parcs éoliens de la Société pendant une période prolongée pourrait avoir pour effet de réduire ses produits et sa rentabilité. Finalement, la quantité d'énergie produite par les parcs solaires de la Société est tributaire de l'ensoleillement, qui varie naturellement. Une diminution du régime solaire à l'un ou l'autre des parcs solaires de la Société pendant une période prolongée pourrait avoir pour effet de réduire ses produits et sa rentabilité.

Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets

Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des Projets en développement, des Projets potentiels et des projets futurs que la Société entreprendra. Certains facteurs peuvent causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, la montée des prix dans le secteur de la construction, des modifications des exigences d'ingénierie et de conception, le rendement des entrepreneurs, des conflits de travail, des intempéries et la disponibilité du financement. Des dépassements de coûts peuvent survenir pendant l'exploitation d'une installation en raison de défauts de conception ou de fabrication, qui pourraient ne pas tous être couverts par une garantie. Un problème mécanique pourrait également se produire dans de l'équipement après l'expiration de la période de garantie, ce qui entraînerait une perte de production ainsi que des coûts de réparation. De plus, si les Projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leur CAÉ respectif, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler des contrats existants

L'obtention de nouveaux CAÉ, qui constitue une composante clé de la stratégie de croissance de la Société, comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la Société est confrontée. La Société s'attend à continuer de conclure des CAÉ relativement à la vente de son énergie, contrats qu'elle obtiendra principalement par l'intermédiaire de sa participation à des processus de demandes de propositions concurrentiels. Dans le cadre de ces processus, la Société doit se mesurer aux concurrents, en l'occurrence des services publics de grande envergure et de petits producteurs d'énergie indépendants, dont certains possèdent des ressources, notamment financières, nettement supérieures à celles de la Société. Rien ne garantit que la Société sera choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'une demande de propositions en particulier ou que des CAÉ existants seront renouvelés ou le seront moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

RAPPORT DE GESTION

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

Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement

La propriété, la construction et l'exploitation d'actifs de production d'énergie de la Société comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement afin de remédier à des conditions dangereuses ou de prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, à des pénalités éventuelles pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et à une responsabilité civile éventuelle. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations demeure importante pour les activités de la Société. La Société a engagé et continuera d'engager d'importantes dépenses en immobilisations et des dépenses d'exploitation afin de se conformer aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement et d'obtenir des licences, des permis et d'autres autorisations, et de s'y conformer, et d'évaluer et de gérer son risque de responsabilité éventuelle. Néanmoins, il est possible que la Société devienne assujettie à des ordonnances gouvernementales, à des enquêtes, à des demandes de renseignements ou à d'autres instances (y compris des poursuites civiles) concernant des questions touchant la santé, la sécurité et l'environnement. Si l'un de ces événements survenait ou s'il y avait des modifications ou des ajouts aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations ou une application plus rigoureuse de ceux-ci, cela pourrait avoir une incidence importante sur l'exploitation et entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, on ne peut garantir que d'autres questions concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues n'exigeront pas des dépenses imprévues ou n'entraîneront pas non plus des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour les activités et l'exploitation de la Société.

Incertitudes entourant le développement de nouvelles installations

La Société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'énergie. Ces projets présentent une plus grande incertitude quant à leur rentabilité future que les installations actuellement en exploitation dont le rendement a été prouvé. Dans certains cas, bon nombre de facteurs ayant un effet sur les coûts n'ont pas encore été établis, notamment les paiements de redevances sur les terrains, les redevances d'utilisation d'eau ou les taxes municipales. La Société est tenue, dans certains cas, d'avancer des fonds et de déposer des cautionnements d'exécution dans le cours de l'aménagement de ces projets. Si certains de ces projets ne sont pas réalisés ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la Société.

Obtention des permis

À l'heure actuelle, la Société ne détient pas l'ensemble des approbations, des licences et des permis nécessaires à la construction et à l'exploitation des Projets en développement ou des Projets potentiels, y compris les approbations et les permis environnementaux nécessaires à la construction et à l'exploitation des Projets en développement ou des Projets potentiels. L'incapacité d'obtenir les licences, les approbations ou les permis nécessaires, y compris les renouvellements ou les modifications de ceux-ci ou tout retard dans l'obtention de ces licences, approbations ou permis nécessaires, y compris des renouvellements ou des modifications de ceux-ci, pourrait entraîner un retard dans la construction des Projets en développement ou des Projets potentiels ou faire en sorte que ceux-ci ne soient pas entrepris ou terminés. Rien ne garantit que l'un des Projets potentiels résultera en une installation en exploitation. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'énergie futurs.

De temps à autre, et de façon à obtenir de longs délais d'approvisionnement souvent associés à la commande de l'équipement, la Société peut commander de l'équipement et effectuer des dépôts sur celui-ci, ou faire avancer des projets avant d'avoir obtenu tous les permis et toutes les licences nécessaires. La Société n'entreprend de telles actions que lorsqu'elle croit raisonnablement que ces permis ou licences seront émis en temps utile, préalablement à l'obligation de déboursier le montant intégral du prix d'achat. Toutefois, tout retard dans l'octroi de ces permis ou licences pourrait nuire à la Société.

Les permis environnementaux devant être émis relativement à l'un des Projets en développement ou des Projets potentiels peuvent contenir des conditions qui doivent être remplies avant l'obtention d'un CAÉ et la construction, au cours de la construction, et pendant et après l'exploitation des Projets en développement. Il est impossible de prévoir les conditions imposées par ces permis ou le coût de toute mesure d'atténuation exigée par ces permis.

Défaillance de l'équipement ou activité d'exploitation et d'entretien imprévue

Les installations de la Société sont assujetties au risque de défaillance d'équipement attribuable à la détérioration du bien en raison notamment de l'usage ou de l'âge, à un défaut caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'exploitant, entre autres choses. Si l'équipement d'une installation exige des temps d'arrêt plus longs que prévu pour l'entretien et la réparation,

RAPPORT DE GESTION

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

ou si la production d'électricité est perturbée pour d'autres motifs, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable.

Fluctuations des taux d'intérêt et risque de refinancement

Les fluctuations des taux d'intérêt constituent une préoccupation particulièrement importante dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements, comme le secteur de l'énergie électrique. La Société est exposée aux risques liés aux taux d'intérêt et au refinancement de la dette à l'égard des facilités de crédit bancaire à taux variable utilisées pour les financements des travaux de construction et à long terme. La capacité de la Société de refinancer à des conditions favorables la dette dépend des conditions des marchés des capitaux d'emprunt, qui sont de nature variable et difficiles à prévoir.

Effet de levier financier et clauses restrictives régissant la dette actuelle et future

Les activités de la Société et de ses filiales sont assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la Société et de ses filiales pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : i) la capacité de la Société et de ses filiales d'obtenir à l'avenir un financement supplémentaire pour le fonds de roulement, les dépenses en immobilisations, les acquisitions ou d'autres projets en développement pourrait être restreinte; ii) la Société et ses filiales pourraient devoir affecter une partie importante des flux de trésorerie qu'elles tireront de leurs activités au paiement du capital et des intérêts sur leur dette, ce qui réduirait les fonds disponibles pour leurs activités futures; iii) certains des emprunts de la Société et de ses filiales pourraient être à des taux d'intérêt variables, ce qui les exposerait au risque de l'augmentation des taux d'intérêt; et iv) la Société et ses filiales pourraient être plus vulnérables aux ralentissements de l'économie et limitées dans leur capacité à se mesurer à la concurrence.

La Société et ses filiales sont assujetties à des restrictions financières et d'exploitation en raison de clauses restrictives figurant dans certains contrats de sûreté et de prêt. Ces clauses restrictives imposent des restrictions ou limitent la capacité de la Société et de ses filiales, entre autres, à contracter des dettes supplémentaires, à fournir une garantie relative à la dette, à créer des charges, à aliéner des actifs, à effectuer des liquidations, dissolutions, fusions, regroupements ou à mettre en vigueur toute restructuration générale ou du capital, à verser des distributions ou des dividendes, à émettre des titres de participation et à créer des filiales. Ces restrictions peuvent limiter la capacité de la Société et de ses filiales à obtenir du financement supplémentaire, à résister au fléchissement des activités de la Société et de ses filiales et à tirer profit d'occasions d'affaires. De plus, la Société et ses filiales peuvent être tenues d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent la capacité de la Société et de ses filiales de faire croître leur entreprise, d'acquérir les actifs nécessaires ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la Société ou ses filiales.

Possibilité que la Société ne déclare pas ou ne verse pas de dividendes

Les porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées de série A et de série C n'ont pas le droit de recevoir de dividendes sur ces actions sauf si le conseil d'administration en déclare. La déclaration de dividendes est à la discrétion du conseil d'administration même si la Société dispose de suffisamment de fonds, déduction faite des dettes, pour verser ces dividendes.

La Société peut ne pas déclarer ni verser un dividende si elle n'a pas de liquidités suffisantes aux fins de la distribution ou si elle a des motifs raisonnables de croire i) que la Société ne peut, ou ne pourrait de ce fait, acquitter son passif à échéance; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et de son capital déclaré en actions en circulation.

Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité des sources renouvelables par des producteurs indépendants

Le développement et la croissance de l'énergie renouvelable dépend du soutien, des politiques et des mesures incitatives gouvernementaux. Plusieurs gouvernements provinciaux ont mis en place des normes de portefeuille pour augmenter la part d'énergie renouvelable dans leur bouquet énergétique de production d'électricité afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au cours du temps. Il existe un risque que le soutien gouvernemental offrant des mesures incitatives pour les énergies renouvelables change à tout moment et que l'augmentation supplémentaire de l'approvisionnement de projets d'énergie renouvelable auprès de producteurs d'énergie indépendants soit réduite ou suspendue à tout moment. En conséquence, la société pourrait faire face à une capacité réduite pour développer ses projets potentiels et pourrait subir des radiations importantes de projets potentiels.

RAPPORT DE GESTION

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

Risques liés à la croissance et à l'expansion sur les marchés étrangers

La Société peut, par suite de l'expansion de ses activités à l'échelle internationale, être exposée à des risques liés à i) sa capacité d'absorber efficacement les acquisitions futures, de créer de nouveaux partenariats et de concevoir, de construire et d'exploiter des projets dans un marché dont elle connaît peu la réglementation et les processus d'approvisionnement; ii) au fait de rivaliser avec des concurrents mieux établis; iii) aux fluctuations de change; iv) au manque de connaissance des marchés étrangers et v) aux changements de la fiscalité locale et internationale.

Cybersécurité

La Société dépend de plusieurs technologies de l'information pour exécuter ses nombreuses activités commerciales. Une cyberintrusion, notamment, sans s'y limiter, un accès non autorisé, un logiciel malveillant ou d'autres violations du système qui contrôle la production et la transmission à l'un ou l'autre de nos bureaux ou installations, est susceptible de perturber gravement ou d'affecter de quelque manière que ce soit les activités commerciales ou de réduire les avantages concurrentiels. Ces attaques menées contre nos systèmes d'information, par le vol, l'altération ou la destruction, peuvent générer des dépenses imprévues, afin d'enquêter sur des infractions à la sécurité et des bris des systèmes et d'y remédier, entraîner des poursuites, des pénalités, d'autres mesures correctives, intensifier la surveillance réglementaire à notre endroit et nuire à notre réputation. Une violation des mesures de cybersécurité ou de sécurité des données peut avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

JUGEMENTS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation d'états financiers conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses. Ces estimations et ces hypothèses ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours des périodes considérées, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant notamment sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, la perte de valeur d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets, l'impôt différé, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de même que sur la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, l'efficacité des relations de couverture et le classement des entités structurées. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement si les hypothèses et les estimations changeaient. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

Les changements effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 sont décrits à la rubrique « Modifications de méthodes comptables ». D'autres conventions comptables importantes sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

IFRS révisées ayant un effet sur les résultats financiers et la situation financière présentés pour l'exercice considéré

IAS 1 - Présentation des états financiers

En décembre 2014, l'*International Accounting Standard Board* (IASB) a publié Initiative concernant les informations à fournir (modifications d'IAS 1), qui porte sur des préoccupations formulées à l'égard de certaines exigences existantes en matière de présentation et d'informations à fournir figurant dans IAS 1 et qui fait en sorte que les entités puissent exercer une part de jugement au moment d'appliquer ces exigences. En outre, les modifications précisent les exigences relatives aux autres éléments du résultat global. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016. L'application de cette modification n'a pas eu d'incidence importante sur les montants déclarés pour l'exercice en cours.

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 prennent effet pour les exercices

RAPPORT DE GESTION

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

ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les montants déclarés pour l'exercice en cours.

IAS 7 - Tableau des flux de trésorerie

En janvier 2016, l'IASB a publié Initiative concernant les informations à fournir (modification d'IAS 7), afin d'obliger les entités à présenter des informations qui permettent aux utilisateurs des états financiers d'évaluer les changements dans les passifs découlant d'activités de financement. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017 et l'application anticipée est permise. La Société a présenté l'information liée aux nouvelles exigences à la note 28 des états financiers.

IAS 12 - Impôts sur le résultat

En janvier 2016, l'IASB a publié les modifications définitives d'IAS 12, et a conclu que la diversité dans la pratique à l'égard de la façon de comptabiliser un actif d'impôt différé lié à un instrument d'emprunt évalué à la juste valeur découle principalement de l'incertitude entourant l'application de certains principes d'IAS 12. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. La Société respectait déjà les nouvelles exigences concernant la façon de comptabiliser un actif d'impôt différé. Par conséquent, la Société a conclu que ces modifications ne devraient avoir aucune incidence sur ses états financiers consolidés.

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

IFRS 2 - Paiement fondé sur des actions

En juin 2016, l'IASB a publié des modifications d'IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*, qui précisent comment comptabiliser certaines transactions dont le paiement est fondé sur des actions. Les modifications décrivent les exigences concernant la comptabilisation : de l'incidence des conditions d'acquisition de droits et des conditions accessoires à l'acquisition de droits sur l'évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions; des transactions dont le paiement est fondé sur des actions et comporte la caractéristique de règlement net aux fins de l'obligation de retenue fiscale; et d'une modification des modalités d'un paiement fondé sur des actions qui donne lieu à un changement dans le classement de la transaction, qui est réglée en instruments de capitaux propres plutôt qu'en trésorerie. Ces modifications prennent effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et l'adoption anticipée est permise. Les employés de la Société ont suivi une formation pour commencer à évaluer l'incidence prévue de cette norme sur ses états financiers consolidés.

IFRS 9 - Instruments financiers (2014)

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

IFRS 15 - Produits tirés de contrats conclus avec des clients

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

IFRS 16 - Contrats de location (IFRS 16)

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

RAPPORT DE GESTION

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

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

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Emprunt à terme de Big Silver

Le 31 janvier 2017, le prêt de construction à terme de Big Silver a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 39,5 ans.

Financement de deux des filiales françaises

Le 10 février 2017, deux des filiales françaises ont conclu un financement par emprunt subordonné de 8,5 M€ avec un fonds d'infrastructure français. Le prêt subordonné porte un taux d'intérêt de 7,25 %, a une durée de 8 ans et son principal sera remboursé à l'échéance.

Facilité de crédit rotatif

Le 21 février 2017, la Société a exécuté une cinquième convention de crédit modifiée et mise à jour de sa facilité de crédit rotatif de 425 M\$. Ces modifications permettent à la Société d'effectuer des emprunts en euros par le biais de prêts Euribor. De plus, la Société a également prolongé de 2020 à 2021 sa facilité de crédit rotatif (à l'exception des engagements avec un prêteur de 42,5 M\$, qui demeurent jusqu'en 2020) afin d'obtenir une plus grande flexibilité financière. Finalement, une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant de 30 M\$ et garantie par Exportation et développement Canada a été ajoutée et sera mise en place.

Acquisition du parc éolien Yonne

Le 21 février 2017, la Société et Desjardins ont complété l'acquisition du parc éolien Yonne, une installation de 44 MW dont la mise en service a débuté au quatrième trimestre 2016 et a été complétée à la fin janvier 2017, dans le cadre de l'acquisition des projets français d'énergie éolienne conclue en avril 2016. L'électricité produite par Yonne est vendue aux termes d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe d'une durée initiale de 15 ans à Electricité de France. Le prix d'achat total est de 35,2 M € (l'équivalent de 49,0 M\$), sujet à certains ajustements. Un dépôt de 10,0 M€ (l'équivalent de 13,9 M\$) avait déjà été versé par la Société. Le financement du projet de 59,5 M€ (l'équivalent de 82,8 M\$), qui est déjà en place, sera maintenu au niveau du projet acquis. La Société réduit son exposition aux fluctuations des devises en concluant des instruments de couverture à long terme. Innergex possède des intérêts de 69,55 % dans le projet et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins possède les 30,45 % restants.

Responsabilité de l'information financière

Les états financiers consolidés d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») qui accompagnent ce rapport annuel et toute l'information que ce rapport contient au sujet de la Société sont la responsabilité de la direction.

Ces états financiers consolidés ont été préparés par la direction conformément aux **Normes internationales d'information financière (les « IFRS »)** au moyen des méthodes comptables détaillées présentées dans les notes annexes. La direction est d'avis que les états financiers consolidés ont été préparés sur la base de critères acceptables à l'aide d'estimations justifiables et raisonnables. L'information financière de la Société, présentée ailleurs dans ce rapport annuel, est conforme à celle fournie dans les états financiers consolidés.

La direction maintient des systèmes de contrôles internes efficaces et de qualité supérieure pour la comptabilité et la gestion, tout en s'assurant que les coûts sont raisonnables. Ces systèmes lui donnent l'assurance que l'information financière est pertinente, précise et fiable et que les actifs de la Société sont correctement comptabilisés et bien protégés.

Il incombe au conseil d'administration de la Société de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de la présentation de l'information financière. De plus, le conseil d'administration assume l'ultime responsabilité d'examiner et d'approuver les états financiers consolidés de la Société. Le conseil d'administration s'acquitte de cette responsabilité par l'intermédiaire de son comité d'audit.

Le comité d'audit est nommé par le conseil d'administration, et tous ses membres sont des administrateurs externes non liés.

Le comité d'audit se réunit avec la direction, ainsi qu'avec l'auditeur indépendant, afin de discuter du contrôle interne à l'égard de l'information financière, de l'audit de l'information financière et d'autres sujets relatifs à l'information financière, ainsi que pour s'assurer que chaque partie s'acquitte convenablement de ses responsabilités. De plus, le comité d'audit examine le rapport annuel, les états financiers consolidés et le rapport de l'auditeur indépendant. Le comité d'audit soumet ses constatations à l'examen du conseil d'administration aux fins de l'approbation des états financiers consolidés avant leur diffusion auprès des actionnaires. Le comité d'audit étudie également la question de retenir les services de l'auditeur indépendant, ou de reconduire le mandat de celui-ci, qui est soumise à l'examen du conseil d'administration et à l'approbation des actionnaires.

Ces états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration de la Société. Les états financiers consolidés de la Société ont été audités par Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., l'auditeur indépendant, conformément aux **normes d'audit généralement reconnues du Canada**, pour le compte des actionnaires. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. a un accès complet et sans restriction au comité d'audit.

[s] Michel Letellier
Michel Letellier, M.B.A.
Président et chef de la direction

[s] Jean Perron
Jean Perron, CPA, CA
Chef de la direction financière

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, le 23 février 2017



RAPPORT DE L'AUDITEUR INDÉPENDANT

À l'intention des actionnaires
d'Innergex énergie renouvelable inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints d'Innergex énergie renouvelable inc., qui comprennent les états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015, et les comptes consolidés de résultat, les états consolidés du résultat global, les états consolidés des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS), ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS).

(signé) Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.¹

Montréal (Québec)
Le 23 février 2017

¹ CPA auditeur, CA, permis de comptabilité publique n° A109248

COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

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

		Exercices clos les 31 décembre	
		2016	2015
	Notes		
Produits		292 785	246 869
Charges			
Charges d'exploitation	6	51 469	40 938
Frais généraux et administratifs		15 045	14 188
Charges liées aux projets potentiels		10 288	8 005
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, perte de valeur des frais de développement de projets, montant net des autres charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers		215 983	183 738
Charges financières	7	95 254	83 130
Autres charges, montant net	8	265	116 764
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat, amortissements, perte de valeur des frais de développement de projets, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers		120 464	(16 156)
Amortissement des immobilisations corporelles	6, 18	61 722	53 261
Amortissement des immobilisations incorporelles	6, 19	28 581	22 217
Perte de valeur des frais de développement de projets	20	—	51 719
Quote-part du bénéfice des coentreprises	9	(2 526)	(1 562)
Profit net latent sur instruments financiers	10	(4 292)	(81 368)
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		36 979	(60 423)
Charge (économie) d'impôt			
Exigible	11	2 970	3 122
Différé	11	1 966	(15 162)
		4 936	(12 040)
Bénéfice net (perte nette)		32 043	(48 383)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		35 963	(30 301)
Participations ne donnant pas le contrôle	29.2	(3 920)	(18 082)
		32 043	(48 383)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	12	106 883	102 304
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (en \$)	12	0,28	(0,37)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	12	107 762	102 587
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (en \$)	12	0,28	(0,37)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

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

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2016	2015
Bénéfice net (perte nette)		32 043	(48 383)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :	27		
(Perte) profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes		(872)	1 689
Impôt différé connexe		91	(223)
Profit (perte) de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes		296	(1 610)
Impôt différé connexe		(17)	212
Variation de la juste valeur des instruments de couverture		408	(2 267)
Impôt différé connexe		(74)	590
Quote-part de la variation de la juste valeur des instruments de couverture de la coentreprise		1	64
Impôt différé connexe		—	(16)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la perte de change à la conversion de filiales étrangères autonomes		(253)	—
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le profit de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes		9	—
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation de la juste valeur des instruments de couverture		(55)	(414)
Impôt différé connexe		14	(18)
Autres éléments du résultat global		(452)	(1 993)
Total du résultat global		31 591	(50 376)
Autres éléments du résultat global attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(167)	(1 561)
Participations ne donnant pas le contrôle		(285)	(432)
		(452)	(1 993)
Total du résultat global attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		35 796	(31 862)
Participations ne donnant pas le contrôle		(4 205)	(18 514)
		31 591	(50 376)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

		Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
	Notes		
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		56 227	40 663
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	15	89 742	312 720
Débiteurs	16	98 847	37 073
Comptes de réserve	17	—	1 315
Impôt à recevoir	11	—	4
Instruments financiers dérivés	10	1 527	1 209
Charges payées d'avance et autres		5 886	4 363
		252 229	397 347
Actifs non courants			
Comptes de réserve	17	49 489	41 521
Immobilisations corporelles	18	2 700 007	2 174 222
Immobilisations incorporelles	19	544 865	472 271
Participations dans des coentreprises	9	8 758	9 327
Instruments financiers dérivés	10	8 117	2 768
Actifs d'impôt différé	11	11 849	15 356
Goodwill	21	8 269	8 269
Autres actifs non courants		20 621	7 222
		3 604 204	3 128 303

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

		Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
	Notes		
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		18 795	17 892
Fournisseurs et autres créditeurs	22	85 850	95 466
Impôt à payer	11	1 292	1 234
Instruments financiers dérivés	10	14 541	15 337
Tranche à court terme de la dette à long terme	23	99 397	54 995
Tranche à court terme des autres passifs	24	495	246
		220 370	185 170
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés	10	55 194	56 348
Montants courus liés à l'acquisition d'actifs non courants		37 401	—
Dette à long terme	23	2 507 236	2 160 438
Autres passifs	24	26 966	13 429
Composante passif des débentures convertibles	25	94 840	93 430
Passifs d'impôt différé	11	176 965	147 931
		3 118 972	2 656 746
Capitaux propres			
Capital des actions ordinaires	26 a)	162 862	108 541
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	26 b)	775 413	775 413
Actions privilégiées	26 c)	131 069	131 069
Paiement fondé sur des actions	26 d)	2 199	2 174
Composante capitaux propres des débentures convertibles	25	1 877	1 877
Déficit		(601 157)	(567 848)
Cumul des autres éléments du résultat global	27	(1 743)	(1 576)
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		470 520	449 650
Participations ne donnant pas le contrôle	29.2	14 712	21 907
Total des capitaux propres		485 232	471 557
		3 604 204	3 128 303

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

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

Exercice clos le 31 décembre 2016	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débetures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 2016	103 938	108 541	775 413	131 069	2 174	1 877	(567 848)	(1 576)	449 650	21 907	471 557
Bénéfice net (perte nette)							35 963		35 963	(3 920)	32 043
Autres éléments du résultat global								(167)	(167)	(285)	(452)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	35 963	(167)	35 796	(4 205)	31 591
Actions ordinaires émises le 15 avril 2016 dans le cadre d'un placement privé (note 5b)	3 906	50 000							50 000		50 000
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	243	3 209							3 209		3 209
Paiement fondé sur des actions					103				103		103
Exercice d'options sur actions	94	1 112			(78)				1 034		1 034
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(7 388)	(7 388)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle							5 194		5 194	4 398	9 592
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(68 524)		(68 524)		(68 524)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(5 942)		(5 942)		(5 942)
Solde au 31 décembre 2016	108 181	162 862	775 413	131 069	2 199	1 877	(601 157)	(1 743)	470 520	14 712	485 232

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

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

Exercice clos le 31 décembre 2015	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilégiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débetures 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 2015	100 672	62 224	784 482	131 069	2 050	1 340	(466 336)	(15)	514 814	47 411	562 225
Perte nette							(30 301)		(30 301)	(18 082)	(48 383)
Autres éléments du résultat global								(1 561)	(1 561)	(432)	(1 993)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(30 301)	(1 561)	(31 862)	(18 514)	(50 376)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	758	8 172							8 172		8 172
Rachat d'actions ordinaires	(1 190)	(998)	(9 069)				(2 282)		(12 349)		(12 349)
Paiement fondé sur des actions					192				192		192
Exercice d'options sur actions	45	462			(68)				394		394
Conversion de débetures convertibles en actions ordinaires	3 653	38 681				(648)	891		38 924		38 924
Rachat de débetures convertibles						(692)	951		259		259
Composante capitaux propres des débetures convertibles émises (déduction faite de l'impôt différé de 673 \$)						1 877			1 877		1 877
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(7 448)	(7 448)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	458	458
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(63 646)		(63 646)		(63 646)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(7 125)		(7 125)		(7 125)
Solde au 31 décembre 2015	103 938	108 541	775 413	131 069	2 174	1 877	(567 848)	(1 576)	449 650	21 907	471 557

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

		Exercices clos les 31 décembre	
		2016	2015
	Notes		
Activités d'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)		32 043	(48 383)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles	18	61 722	53 261
Amortissement des immobilisations incorporelles	19	28 581	22 217
Perte de valeur des frais de développement de projets	20	—	51 719
Quote-part du bénéfice des coentreprises	9	(2 526)	(1 562)
Profit net latent sur instruments financiers	10	(4 292)	(81 368)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	7	4 207	2 937
Amortissement des frais de financement	7	1 194	753
Désactualisation de la dette à long terme et des débetures convertibles	7	1 442	1 184
Charges de désactualisation des autres passifs	7	551	609
Païement fondé sur des actions		103	192
Impôt différé		1 966	(15 162)
Autres		(130)	425
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	7	86 687	76 752
Intérêts versés		(81 739)	(71 742)
Perte (profit) sur les contreparties conditionnelles		800	(3 447)
Distributions reçues des coentreprises		3 147	6 859
Charge d'impôt exigible		2 970	3 122
Impôt sur le résultat payé, montant net		(2 893)	(3 289)
Incidence de la variation des taux de change		(638)	1 205
		133 195	(3 718)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	28	(56 442)	8 275
		76 753	4 557
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(64 116)	(54 464)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(6 237)	(7 125)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(7 388)	(7 448)
Investissements de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	29.2	9 565	—
Augmentation de la dette à long terme		872 247	1 241 951
Remboursement de la dette à long terme		(657 207)	(665 085)
Païement des frais de financement différés		(2 680)	(13 842)
Païement d'autres passifs	24	—	(244)
Païement au titre du rachat de débetures convertibles	25	—	(41 591)
Produit net de l'émission de débetures convertibles	25	—	95 527
Païement au titre du rachat d'actions ordinaires	26 a)	—	(12 349)
Produit de l'émission d'actions ordinaires	26	50 000	—
Produit de l'exercice d'options sur actions	26 d)	1 034	394
		195 218	535 724

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2016	2015
Activités d'investissement			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	5	11 998	—
Acquisitions d'entreprises	5	(125 493)	—
Diminution (augmentation) des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		222 978	(226 913)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve	17	1 610	(1 336)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(351 258)	(296 153)
Ajouts aux frais de développement de projets		—	(29 107)
Participations dans des coentreprises		(50)	—
Ajouts aux autres actifs non courants		(14 740)	(1 324)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		—	39
		(254 955)	(554 794)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(1 452)	567
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		15 564	(13 946)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice		40 663	54 609
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice		56 227	40 663
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		55 489	22 898
Placements à court terme		738	17 765
		56 227	40 663

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 28.

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

NOTES ANNEXES

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

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada). La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités principalement dans les secteurs de l'hydroélectricité, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire photovoltaïque. Le siège social de la Société est situé au 1111, rue Saint-Charles Ouest, tour Est, bureau 1255, Longueuil (Québec) Canada J4K 5G4.

Les présents états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration le 23 février 2017.

Les présents états financiers consolidés ont été préparés conformément aux méthodes comptables décrites à la note 3.

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Ces états financiers consolidés ont été préparés au moyen de méthodes comptables conformes aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

Les états financiers consolidés 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. Le coût historique est généralement calculé en fonction de la juste valeur de la contrepartie donnée en échange des actifs.

2. APPLICATION DES NOUVELLES IFRS ET DES IFRS RÉVISÉES

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

Norme comptable internationale 1 (« IAS 1 »), *Présentation des états financiers*

En décembre 2014, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a publié *Initiative concernant les informations à fournir* (modifications d'IAS 1), qui porte sur des préoccupations formulées à l'égard de certaines exigences existantes en matière de présentation et d'informations à fournir figurant dans IAS 1 et qui fait en sorte que les entités puissent exercer une part de jugement au moment d'appliquer ces exigences. En outre, les modifications précisent les exigences relatives aux autres éléments du résultat global. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016. L'application de cette modification n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés pour l'exercice considéré.

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 prennent effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence significative sur les montants présentés pour l'exercice considéré.

IAS 7, *Tableau des flux de trésorerie*

En janvier 2016, l'IASB a publié *Initiative concernant les informations à fournir* (modifications d'IAS 7), qui porte sur le fait que les entités sont tenues de fournir des informations permettant aux utilisateurs des états financiers d'évaluer les variations des passifs issus des activités de financement. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017, et l'adoption anticipée est permise. La Société a présenté les nouvelles exigences à la note 28.

NOTES ANNEXES

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

IAS 12, Impôts sur le résultat

En janvier 2016, l'IASB a publié les modifications d'IAS 12, lesquelles concluaient que le degré de diversité des pratiques ayant trait à la comptabilisation d'un actif d'impôt différé lié à un instrument d'emprunt évalué à la juste valeur est principalement attribuable à l'incertitude relative à l'application de certains des principes relevant d'IAS 12. Ces modifications doivent être appliquées pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. Les nouvelles exigences en matière de comptabilisation des actifs d'impôt différé étaient déjà suivies par la Société. Par conséquent, la Société a conclu que ces changements ne devraient avoir aucune incidence sur ses états financiers consolidés.

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

IFRS 2, Paiement fondé sur des actions

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

IFRS 9 (2014), Instruments financiers

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

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

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

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

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

NOTES ANNEXES

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

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Principes de consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et des filiales qu'elle contrôle. La Société détient le contrôle lorsqu'elle détient le pouvoir sur la filiale, lorsqu'elle est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et lorsqu'elle a la capacité d'exercer son pouvoir pour influencer sur ses rendements. Les filiales sont consolidées à compter de la date d'entrée en vigueur de l'acquisition jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la cession ou de la perte de contrôle.

Participations dans des coentreprises

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint s'entend du partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Les résultats et les actifs et passifs des coentreprises sont comptabilisés dans les présents états financiers consolidés selon la méthode de la mise en équivalence. Selon cette méthode, une participation dans une coentreprise est initialement comptabilisée au coût dans l'état consolidé de la situation financière, puis est ajustée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le résultat net et les autres éléments du résultat global de la coentreprise. Si la quote-part de la Société dans les pertes d'une coentreprise est supérieure à sa participation dans celle-ci (y compris toute participation à long terme qui, en substance, constitue une partie de l'investissement net de la Société dans la coentreprise), la Société cesse de comptabiliser sa quote-part dans les pertes à venir. Des pertes additionnelles ne sont comptabilisées que dans la mesure où la Société a contracté une obligation légale ou implicite ou a effectué des paiements au nom de la coentreprise.

Une participation est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence à partir de la date à laquelle l'entité émettrice devient une coentreprise. Lors de l'acquisition de la participation dans une coentreprise, tout excédent du coût de la participation par rapport à la quote-part de la Société dans la juste valeur nette des actifs et des passifs identifiables de l'entité émettrice est comptabilisé à titre de goodwill, qui est inclus dans la valeur comptable de la participation. Tout excédent de la quote-part de la Société dans la juste valeur nette des actifs et des passifs identifiables sur le coût de la participation, après réévaluation, est immédiatement comptabilisé en résultat net.

Les exigences d'IAS 39 sont appliquées pour déterminer s'il est nécessaire de comptabiliser toute perte de valeur liée à la participation de la Société dans une coentreprise. Lorsque cela est nécessaire, la totalité de la valeur comptable de la participation (y compris le goodwill) est soumise à un test de dépréciation conformément à IAS 36, *Dépréciation d'actifs*, comme un actif unique, en comparant sa valeur recouvrable (montant le plus élevé entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente) avec sa valeur comptable. Toute perte de valeur comptabilisée fait partie de la valeur comptable de la participation. Toute reprise de cette perte de valeur est comptabilisée selon IAS 36, dans la mesure où la valeur recouvrable de la participation augmente par la suite.

La Société cesse d'utiliser la méthode de la mise en équivalence à compter de la date à laquelle sa participation cesse d'être une coentreprise. Si la Société conserve une participation dans l'ancienne coentreprise et que cette participation conservée est un actif financier, la Société évalue la participation conservée à la juste valeur à cette date, et la juste valeur est considérée comme sa juste valeur lors de la comptabilisation initiale selon IFRS 9. La différence entre la valeur comptable de la coentreprise à la date de cessation de l'application de la méthode de la mise en équivalence, et la juste valeur des intérêts conservés et tout produit de la sortie d'une partie de la participation dans la coentreprise est incluse dans la détermination du profit ou de la perte à la cession de la coentreprise. En outre, la Société comptabilise tous les montants comptabilisés antérieurement dans les autres éléments du résultat global au titre de cette coentreprise de la même manière que si cette coentreprise avait directement sorti les actifs ou les passifs correspondants. Ainsi, dans le cas où un profit ou une perte comptabilisé antérieurement dans les autres éléments du résultat global par cette coentreprise serait reclassé en résultat net lors de la sortie des actifs ou des passifs correspondants, la Société reclasse le profit ou la perte par virement hors des capitaux propres vers le résultat net (en tant qu'ajustement de reclassement) lorsqu'elle cesse d'appliquer la méthode de la mise en équivalence.

NOTES ANNEXES

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

Participations dans des entreprises communes

Une entreprise commune est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur les actifs, et des obligations au titre des passifs, relatifs à celle-ci. Le contrôle conjoint s'entend du partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Lorsque la Société exerce ses activités aux termes d'entreprises communes, la Société, en tant que coparticipant, comptabilise les éléments suivants relativement à ses intérêts dans une entreprise commune :

- ses actifs, y compris sa quote-part des actifs détenus conjointement, le cas échéant;
- ses passifs, y compris sa quote-part des passifs assumés conjointement, le cas échéant;
- les produits qu'elle a tirés de la vente de sa quote-part de la production générée par l'entreprise commune;
- sa quote-part des produits tirés de la vente de la production générée par l'entreprise commune;
- les charges qu'elle a engagées, y compris sa quote-part des charges engagées conjointement, le cas échéant.

La Société comptabilise les actifs, les passifs, les produits et les charges relatifs à ses intérêts dans une entreprise commune en conformité avec les IFRS qui s'appliquent à ces actifs, passifs, produits et charges.

Lorsque la Société conclut une transaction (comme une vente ou un apport d'actifs) avec une entreprise commune dans laquelle une entité faisant partie du groupe est un coparticipant, il est considéré que c'est avec les autres parties à l'entreprise commune que la Société effectue la transaction. Par conséquent, la Société ne doit comptabiliser les profits et les pertes découlant d'une telle transaction dans ses états financiers consolidés qu'à hauteur des intérêts des autres parties dans l'entreprise commune.

Lorsque la Société conclut une transaction (comme un achat d'actifs) avec une entreprise commune dans laquelle une entité faisant partie du groupe est un coparticipant, la Société ne doit pas comptabiliser sa quote-part des profits et des pertes avant d'avoir revendu ces actifs à un tiers.

Regroupements d'entreprises

Les acquisitions de filiales et d'entreprises sont comptabilisées selon la méthode de l'acquisition. Le coût de chaque acquisition est évalué selon la somme des justes valeurs des actifs transférés et des passifs engagés ou repris, à la date d'acquisition, et des instruments de capitaux propres émis par la Société en échange du contrôle de l'entreprise acquise. Les frais connexes à l'acquisition sont comptabilisés dans le compte consolidé de résultat à mesure qu'ils sont engagés. Le cas échéant, le coût de l'acquisition comprend tous les actifs ou passifs découlant d'une entente de contrepartie conditionnelle, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Les modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle sont portées en ajustement du coût de l'acquisition lorsqu'elles sont admissibles à titre d'ajustements de période d'évaluation. Toutes les autres modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle classés comme actifs ou passifs sont comptabilisées en vertu des IFRS pertinentes et reflétées dans le résultat net. Les variations de la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle classés dans les capitaux propres ne sont pas comptabilisées.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les fonds en caisse, les soldes bancaires et les placements à court terme dont l'échéance initiale est d'au plus un an, déduction faite des découverts bancaires lorsque ceux-ci font partie intégrante de la gestion de la trésorerie de la Société.

NOTES ANNEXES

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

Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions

La Société détient des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions conformément à certains financements de ses projets.

Actuellement, les liquidités et les placements à court terme soumis à restrictions sont investis au comptant ou dans des placements à court terme d'une durée d'au plus trois mois.

La disponibilité des fonds dans les comptes de liquidités et de placements à court terme soumis à restrictions est limitée par les conventions de crédit.

Comptes de réserve

La Société a deux types de comptes de réserve destinés à assurer sa stabilité financière. Le premier est le compte de réserve pour ses activités hydrologiques ou éoliennes, qui est établi au début de l'exploitation commerciale d'une installation afin de neutraliser la variabilité des flux de trésorerie attribuable aux fluctuations des conditions hydrologiques ou des régimes des vents ou à d'autres événements imprévisibles. Il est prévu que les montants inscrits dans cette réserve varient d'un trimestre à l'autre selon la saisonnalité des flux de trésorerie. Le second type de comptes est le compte de réserve pour travaux d'entretien majeurs, constitué pour permettre le financement préalable des réparations majeures nécessaires pour préserver la capacité de production de la Société.

Les sommes des comptes de réserve sont actuellement investies dans la trésorerie ou des placements à court terme assortis d'échéances d'au plus un an et dans des titres garantis par des gouvernements.

La disponibilité des fonds dans les comptes de réserve peut être limitée par les conventions de crédit.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles comprennent principalement les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens et une installation solaire qui sont en service ou en cours de construction. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur, le cas échéant.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur i) la durée d'utilité estimative des actifs ou ii) la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux périodes. Les dépenses liées aux améliorations qui ont pour effet d'accroître ou de prolonger la durée d'utilité ou la capacité d'un actif sont inscrites à l'actif. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les immobilisations corporelles ne sont amorties qu'à partir du moment où elles sont prêtes pour leur utilisation prévue.

Les durées d'utilité estimatives, les valeurs résiduelles et les modes d'amortissement sont examinés à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification d'estimation est comptabilisée de façon prospective.

Une immobilisation corporelle est décomptabilisée à sa cession ou lorsqu'il est prévu qu'aucun avantage économique futur ne sera tiré de l'utilisation continue de l'actif. Tout profit ou toute perte découlant de la cession ou de la mise hors service d'une immobilisation corporelle est déterminé comme l'écart entre le produit de la vente et la valeur comptable de l'actif et est comptabilisé en résultat.

Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, à la construction ou à la production d'actifs qualifiés, soit des actifs exigeant une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés ou vendus comme prévu, sont ajoutés au coût de ces actifs jusqu'à ce que ces derniers soient pratiquement prêts pour leur utilisation ou leur vente prévue. Le total des coûts liés à ces actifs, y compris les coûts d'emprunt, ne doit pas excéder la valeur recouvrable des actifs.

Les revenus de placement, obtenus grâce au placement temporaire de certains emprunts jusqu'à ce que ces derniers soient utilisés pour engager des dépenses à l'égard d'actifs qualifiés, sont déduits du coût d'emprunt admissible à l'inscription à l'actif.

Tous les autres coûts d'emprunt sont comptabilisés en résultat dans la période au cours de laquelle ils sont engagés.

NOTES ANNEXES

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

La durée d'utilité sur laquelle les immobilisations sont amorties est la suivante :

Type d'immobilisations corporelles	Années de fin de la période d'amortissement	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 2019 à 2091	De 8 à 75 ans
Parcs éoliens	De 2021 à 2041	De 14 à 25 ans
Installation solaire	De 2032 à 2037	De 20 à 25 ans
Autre matériel	De 2017 à 2024	De 3 à 10 ans

Contrats de location

Les contrats de location pour lesquels le bailleur conserve la quasi-totalité des risques et des avantages de propriété de l'actif sont classés comme des contrats de location simple. Les paiements effectués aux termes de contrats de location simple (déduction faite de tout incitatif reçu du bailleur) sont imputés au résultat selon le mode linéaire sur la durée du contrat de location.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent divers permis, licences et accords. Les immobilisations incorporelles sont amorties selon le mode linéaire sur une période se terminant à la date d'expiration des permis, des licences ou des accords relatifs à chaque installation. La durée d'utilité estimative tient compte des périodes respectives visées par les droits de renouvellement des contrats d'achat d'électricité (les « CAE »), car la Société a l'intention d'exercer l'option de renouvellement de ses CAE. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur. L'amortissement débute lorsque l'installation connexe est prête à être utilisée comme prévu.

Les immobilisations incorporelles liées aux installations en cours de construction ne sont amorties qu'à partir du moment où les installations connexes sont prêtes à être utilisées comme prévu. Les immobilisations incorporelles comprennent également des frais de garantie prolongée de matériel éolien; ces frais sont amortis sur la période de garantie.

La durée d'utilité estimative et le mode d'amortissement sont examinés à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification d'estimation est comptabilisée de façon prospective.

La durée d'utilité sur laquelle les immobilisations sont amorties est la suivante :

Immobilisations incorporelles liées aux éléments suivants :	Années de fin de la période d'amortissement	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 2017 à 2081	De 4 à 75 ans
Parcs éoliens	De 2024 à 2031	De 8 à 20 ans
Installation solaire	2032	20 ans

Frais de développement de projets

Les frais de développement de projets représentent les coûts engagés pour l'acquisition de projets potentiels et la mise en valeur d'emplacements pour des centrales hydroélectriques ainsi que des parcs éoliens et des installations solaires. Ils sont comptabilisés au coût moins le cumul des pertes de valeur. La phase de développement commence lorsqu'une annonce publique est faite par un service public à l'égard d'un projet potentiel ayant été choisi pour l'obtention d'un contrat d'achat d'électricité. Ces coûts sont transférés aux immobilisations corporelles ou aux immobilisations incorporelles lorsque débute la construction. Les coûts rattachés aux projets potentiels sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés, et les coûts liés à un projet en cours de développement sont radiés dans l'exercice si le projet est abandonné. Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition ou au développement sont incorporés aux frais de développement de projets. Se reporter à la note 20.

NOTES ANNEXES

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

Perte de valeur des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets autres que le goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société examine la valeur comptable de ses immobilisations corporelles, de ses immobilisations incorporelles et de ses frais de développement de projets afin de déterminer s'il y a une indication que ces actifs se sont dépréciés. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de l'actif est estimée afin de déterminer l'importance de la perte de valeur (le cas échéant). Lorsqu'il est impossible d'estimer la valeur recouvrable d'un actif pris individuellement, la Société estime la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle l'actif appartient. Lorsqu'un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi, les actifs du siège social sont aussi attribués aux unités génératrices de trésorerie individuelles; autrement, ils sont attribués au plus petit groupe d'unités génératrices de trésorerie pour lequel un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi.

Les immobilisations incorporelles qui ne sont pas encore disponibles pour utilisation sont soumises à un test de dépréciation au moins une fois par année et chaque fois qu'il y a une indication que ces immobilisations pourraient s'être dépréciées.

La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Dans le cadre de l'évaluation de la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimatifs sont actualisés au moyen d'un taux d'actualisation avant impôt qui reflète l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques des actifs pour lesquels les flux de trésorerie futurs estimatifs n'ont pas été ajustés.

Si la valeur recouvrable estimative d'un actif (ou d'une unité génératrice de trésorerie) est inférieure à sa valeur comptable, la valeur comptable de l'actif (ou de l'unité génératrice de trésorerie) est ramenée à sa valeur recouvrable. Une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat.

Si une perte de valeur est reprise ultérieurement, la valeur comptable de l'actif (ou de l'unité génératrice de trésorerie) est augmentée à hauteur de l'estimation révisée de sa valeur recouvrable, dans la mesure où cette valeur comptable augmentée n'est pas supérieure à la valeur comptable qui aurait été déterminée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée pour l'actif (ou l'unité génératrice de trésorerie) au cours d'exercices antérieurs. La reprise d'une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat.

Goodwill

Le goodwill correspond à l'excédent de la somme de contrepartie transférée, du montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise et de la juste valeur de la participation antérieurement détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise (le cas échéant) sur le montant net de la valeur des actifs acquis et des passifs repris identifiables à la date d'acquisition. Si, à la suite d'une réévaluation, le montant net de la valeur des actifs acquis et des passifs repris identifiables excède la somme de la contrepartie transférée, du montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise et de la juste valeur de la participation antérieurement détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise (le cas échéant), l'excédent est immédiatement comptabilisé en résultat à titre de profit lié à une acquisition à des conditions avantageuses.

Aux fins des tests de dépréciation, le goodwill est réparti parmi chacune des unités génératrices de trésorerie de la Société (ou groupes d'unités génératrices de trésorerie) qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises.

Une unité génératrice de trésorerie à laquelle une partie du goodwill a été attribuée est soumise à un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent s'il y a des indications que l'unité pourrait s'être dépréciée. Si la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie est inférieure à sa valeur comptable, la perte de valeur est d'abord portée en réduction du goodwill de l'unité. Toute perte de valeur du goodwill est comptabilisée en résultat. Une perte de valeur comptabilisée au titre du goodwill ne peut faire l'objet d'une reprise au cours des périodes subséquentes.

Autres actifs non courants

Les autres actifs non courants comprennent des dépôts de garantie au titre de diverses ententes et des créances à long terme.

NOTES ANNEXES

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

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

Les montants courus liés à l'acquisition d'actifs non courants sont définis comme étant des engagements d'emprunts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en développement ou en construction de la Société.

Provisions et obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Une provision est un passif dont l'échéance ou le montant est incertain. Une provision est comptabilisée lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'événements passés, qu'il est probable que la Société doit régler l'obligation et qu'une estimation fiable du montant de l'obligation peut être réalisée. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, d'une loi ou d'une autre application de la loi. Une obligation implicite découle des gestes posés par la Société lorsque celle-ci indique, par ses pratiques passées, par ses politiques publiées ou par une déclaration suffisamment récente qu'elle accepte certaines responsabilités et qu'en conséquence, elle crée une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé à titre de provision constitue la meilleure estimation, à chaque fin de période, des dépenses requises pour régler l'obligation actuelle, compte tenu des risques et des incertitudes inhérentes à l'obligation. Lorsqu'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actuelle selon un taux d'intérêt ajusté pour tenir compte du risque et des appréciations courantes du marché.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées à titre de passif lorsque ces obligations sont engagées et sont évaluées à la valeur actuelle, s'il est possible de faire une estimation raisonnable des coûts prévus pour régler le passif, actualisés au taux avant impôt en vigueur pour ce passif. Dans les exercices subséquents, le passif est ajusté pour tenir compte de changements découlant de l'écoulement du temps et de révisions apportées soit à l'échéance, soit au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés. La désactualisation du passif à sa juste valeur en raison de l'écoulement du temps est imputée au résultat, tandis que les changements découlant des révisions apportées à l'échéance ou au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés ou d'une modification au taux d'actualisation sont comptabilisés à titre de composante de la valeur comptable de l'actif non courant connexe. La valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est examinée chaque trimestre afin de refléter les estimations actuelles et les changements apportés au taux d'actualisation.

Instruments financiers

La Société comptabilise initialement les actifs financiers à la date de transaction où elle devient partie aux dispositions contractuelles de l'instrument.

Les actifs financiers sont initialement évalués à la juste valeur. Si l'actif financier n'est pas par la suite comptabilisé à la juste valeur par le biais du résultat net, l'évaluation initiale comprend les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'acquisition ou au montage de l'actif. Au moment de la comptabilisation initiale, la Société classe ses actifs financiers selon qu'ils seront ultérieurement évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur en fonction de son modèle d'affaires en matière de gestion des actifs financiers et des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers.

i) Actifs financiers évalués au coût amorti

Un actif financier est évalué au coût amorti, au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif et déduction faite de toute perte de valeur, si :

- La détention de l'actif s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin de percevoir les flux de trésorerie contractuels.
- Les conditions contractuelles de l'actif financier donnent lieu, à des dates spécifiées, à des flux de trésorerie qui correspondent uniquement à des remboursements de principal et/ou à des versements d'intérêts.

La Société comptabilise actuellement sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie, ses liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, ses débiteurs et ses comptes de réserve en tant qu'actifs évalués au coût amorti.

ii) Actifs financiers évalués à la juste valeur

Ces actifs sont évalués à la juste valeur, et les changements qu'ils subissent, y compris tout produit d'intérêts ou de dividende, sont comptabilisés en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans le résultat global.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés en tant qu'actifs financiers évalués à la juste valeur.

NOTES ANNEXES

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

La Société décomptabilise un actif financier lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie de l'actif arrivent à expiration ou lorsqu'elle transfère les droits de percevoir les flux de trésorerie contractuels de l'actif financier dans le cadre d'une transaction dans laquelle la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété de l'actif financier sont transférés.

Les passifs financiers sont classés dans les catégories suivantes :

i) Passifs financiers évalués au coût amorti

Les passifs financiers non dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur, moins les coûts de transaction qui leur sont directement attribuables. À la suite de la comptabilisation initiale, ces passifs sont évalués au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.

La Société classe actuellement ses dividendes à verser aux actionnaires et ses fournisseurs et autres créditeurs en tant que passifs évalués au coût amorti.

ii) Passifs financiers évalués à la juste valeur

Les passifs financiers à la juste valeur sont initialement comptabilisés à la juste valeur et ils sont réévalués à chaque date de clôture, tout changement étant comptabilisé en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans le résultat global.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés en tant que passif financier évalué à la juste valeur.

La Société décomptabilise un passif financier lorsque les obligations contractuelles qui y sont rattachées sont exécutées, annulées ou qu'elles expirent.

Les actifs et les passifs financiers sont compensés et le montant net est présenté dans l'état consolidé de la situation financière uniquement lorsque la Société a le droit juridique de compenser les montants comptabilisés et qu'elle a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Les instruments financiers sont classés dans l'un des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, comme suit :

Niveau 1 Évaluation en fonction des prix cotés (non ajustés) sur des marchés actifs auxquels l'entité a accès à la date d'évaluation pour des actifs ou des passifs identiques.

Niveau 2 Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif, autres que les prix cotés du niveau 1, qui sont observables directement (c'est-à-dire les prix) ou indirectement (c'est-à-dire dérivés à partir des prix).

Niveau 3 Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif qui ne s'appuient pas sur des données de marché observables (données non observables).

La hiérarchie des justes valeurs exige l'utilisation de données observables sur le marché chaque fois que de telles données existent. Un instrument financier est classé au niveau le plus bas de la hiérarchie pour lequel une donnée importante a été prise en compte dans l'évaluation à la juste valeur. La Société comptabilise les transferts entre les niveaux de la hiérarchie de la juste valeur à la fin de la période de présentation de l'information financière durant laquelle le changement est survenu.

Dépréciation des actifs financiers

La Société évalue à la fin de chaque période de l'information financière s'il existe une indication objective qu'un actif financier ou qu'un groupe d'actifs financiers est déprécié. Les indications de dépréciation peuvent inclure des indications que les débiteurs ou un groupe de débiteurs éprouvent d'importantes difficultés financières, le défaut de paiement des intérêts ou du capital, la probabilité d'une faillite ou de toute autre restructuration financière et lorsque d'autres données observables indiquent une diminution mesurable des flux de trésorerie futurs estimatifs, comme des variations au chapitre des arrérages ou des conditions économiques corrélées avec les défaillances. Les pertes de valeur sont comptabilisées dans les autres charges (produits), montant net, si nécessaire.

NOTES ANNEXES

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

Si, au cours d'une période ultérieure, le montant de la perte de valeur diminue et que cette diminution peut être objectivement liée à un événement survenant après la comptabilisation de la perte de valeur (comme une amélioration de la notation de crédit d'un débiteur), la reprise de la perte de valeur comptabilisée antérieurement est comptabilisée dans le compte consolidé de résultat.

Relations de couverture

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition au risque de marché. Lors de la désignation initiale de nouveaux éléments de couverture, la Société constitue une documentation formelle de la relation entre les instruments de couverture et les éléments couverts, y compris les objectifs et la stratégie de gestion des risques à adopter pour l'opération de couverture, ainsi que des méthodes qui serviront à évaluer l'efficacité de la relation de couverture. La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

Pour la couverture de flux de trésorerie d'une transaction prévue, cette dernière doit être hautement probable et doit comporter une exposition aux variations de flux de trésorerie qui pourraient, ultimement, affecter le résultat net présenté.

Les instruments dérivés sont comptabilisés initialement à la juste valeur, et les coûts de transaction attribuables sont comptabilisés en résultat net à mesure qu'ils sont engagés. Après leur comptabilisation initiale, les instruments dérivés sont évalués à la juste valeur, et les changements connexes sont comptabilisés comme il est décrit ci-dessous.

Couvertures de flux de trésorerie

Lorsqu'un instrument dérivé est désigné comme instrument de couverture pour couvrir la variabilité des flux de trésorerie imputable au risque particulier lié à un actif ou à un passif comptabilisé ou à une transaction prévue hautement probable pouvant avoir une incidence sur le résultat net, la partie efficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global et présentée dans le cumul des autres éléments du résultat global en tant que capitaux propres. Le montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est transféré en résultat net au même poste que l'élément couvert dans le compte consolidé de résultat, au cours de la période où les flux de trésorerie couverts ont une incidence sur le résultat net. Toute partie inefficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée immédiatement en résultat net. Si l'instrument de couverture ne répond plus aux critères de comptabilité de couverture, qu'il arrive à expiration, qu'il est vendu, résilié ou exercé, la comptabilité de couverture cesse d'être appliquée de façon prospective. Le montant cumulatif du profit ou de la perte comptabilisé précédemment dans les autres éléments du résultat global demeure dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que la transaction prévue influe sur le résultat net. Si la transaction prévue n'est plus susceptible de se produire, le solde du cumul des autres éléments du résultat global est immédiatement comptabilisé en résultat net.

Couvertures d'investissement net dans des établissements à l'étranger

La Société applique la méthode de comptabilité de couverture aux écarts de change entre la monnaie fonctionnelle de l'établissement à l'étranger et celle de la Société (le dollar canadien).

Les écarts de change découlant de la conversion d'un passif financier désigné comme élément de couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global dans la mesure où l'élément de couverture est efficace, et sont présentés dans les capitaux propres dans le cumul des autres éléments du résultat global. Toute tranche inefficace des variations des instruments de couverture est comptabilisée directement en résultat net. Lorsqu'il y a cession de la portion couverte d'un investissement net, le montant approprié du cumul des autres éléments du résultat global est reclassé dans le compte de résultat en tant que profit ou perte à la cession.

Dérivés incorporés

Les dérivés incorporés dans des contrats hôtes non dérivés sont comptabilisés en tant que dérivés séparés lorsqu'ils correspondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et leurs caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des contrats hôtes et que les contrats ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

NOTES ANNEXES

(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 dans l'actif net des filiales consolidées sont présentées séparément des capitaux propres de la Société. Les participations des actionnaires ne détenant pas le contrôle peuvent initialement être évaluées à la juste valeur ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle dans les montants comptabilisés des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. Le choix de la méthode d'évaluation doit être effectué pour chaque acquisition. Après l'acquisition, les participations ne donnant pas le contrôle sont composées du montant attribué à ces participations au moment de la comptabilisation initiale et de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation des capitaux propres depuis la date de l'acquisition.

Comptabilisation des produits

Les produits sont comptabilisés selon la comptabilité d'engagement au moment de la livraison de l'électricité à des tarifs qui sont conformes aux CAE conclus auprès des services publics acquéreurs, ou au moment de la réception d'indemnités versées par des assureurs ou des fournisseurs pour pertes de revenus s'il est pratiquement certain que l'indemnité sera reçue.

Aide publique

L'aide publique sous la forme de subventions ou de crédits d'impôt à l'investissement remboursables est comptabilisée dans les états financiers consolidés lorsqu'il y a une assurance raisonnable que la Société a respecté toutes les conditions inhérentes à l'obtention de cette aide.

La Société a droit à des subventions dans le cadre de l'initiative écoÉnergie. Les subventions sont de l'ordre de 1 ¢ par kilowattheure produit aux centrales hydroélectriques Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek, Douglas Creek, Fire Creek, Stokke Creek, Tipella Creek, Lamont Creek, Upper Stave River, Rivière Magpie et Umbata Falls et aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau au cours des 10 premières années suivant la mise en service de chaque installation. En vertu des contrats d'achat d'électricité, la Société doit transférer à Hydro-Québec 75 % des subventions relatives aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau. Le montant brut des subventions obtenues dans le cadre de l'initiative écoÉnergie de 15 227 \$ (13 103 \$ en 2015) est inclus dans les produits, et le transfert à Hydro-Québec de 75 % de la subvention relative aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau est inclus dans les charges d'exploitation.

La Société engage des dépenses au titre du développement d'énergies renouvelables, dépenses qui donnent droit à des crédits d'impôt à l'investissement remboursables. Ces crédits d'impôt sont établis en fonction des montants que la direction prévoit recouvrer et ils peuvent faire l'objet d'un audit par les autorités fiscales. Les crédits d'impôt à l'investissement concernant les dépenses au titre du développement d'énergies renouvelables sont comptabilisés sous forme de réduction du coût des actifs ou des charges auxquels ils se rapportent.

Paiement fondé sur des actions

La Société évalue les attributions d'options sur actions réglées en instruments de capitaux propres au moyen de la méthode de la comptabilisation à la juste valeur. La charge est évaluée à la juste valeur de l'attribution, à la date d'attribution, et est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits relatifs aux options qui vont éventuellement devenir acquis. Les droits relatifs aux attributions d'options sur actions réglées en instruments de capitaux propres qui deviennent acquis graduellement sont comptabilisés comme une attribution distincte et évalués à la juste valeur de façon séparée. La juste valeur des options est amortie en résultat sur la période d'acquisition des droits, un montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions étant porté aux capitaux propres. Dans le cas des options qui ont fait l'objet d'une renonciation avant l'acquisition des droits, les charges de rémunération qui avaient déjà été comptabilisées et le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres sont contre-passés. Lorsque les options sont exercées, le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres et le produit reçu par la Société sont portés au crédit du capital social.

NOTES ANNEXES

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

Conversion de devises

La Société et ses filiales déterminent chacune leur monnaie fonctionnelle sur la base de la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités. La monnaie fonctionnelle de la Société est le dollar canadien. Les transactions libellées en une devise autre que la monnaie fonctionnelle de l'entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de transaction. Les écarts de change connexes sont inclus dans le résultat net de chaque entité pour la période au cours de laquelle ils surviennent.

Les établissements à l'étranger de la Société sont convertis dans la monnaie de présentation de la Société, soit le dollar canadien, à des fins d'inclusion dans les états financiers consolidés. Les actifs et les passifs monétaires et non monétaires libellés en devises étrangères des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les produits et les charges sont convertis au taux de change en vigueur à la date de transaction. L'écart de change connexe est inclus dans les autres éléments du résultat global, et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants antérieurement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat lorsqu'une réduction de l'investissement net survient.

La Société désigne une portion de sa dette libellée en dollars américains comme couverture de son investissement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain. La Société désigne aussi une portion de ses contrats de change à terme comme couverture de son investissement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est l'euro. L'écart de change sur la portion de sa dette et de ses contrats de change à terme désignée comme couverture est inclus dans les autres éléments du résultat global, et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. L'écart lié à la tranche de la dette et aux contrats de change à terme qui excède l'investissement dans les filiales étrangères est comptabilisé immédiatement en résultat. L'écart sur les instruments de couverture liés à la tranche efficace de la couverture accumulé dans la réserve au titre de l'écart de change est reclassé en résultat de la même façon que l'écart de change lié aux établissements à l'étranger. La Société prépare une documentation en bonne et due forme concernant ces couvertures. La Société détermine à chacun des trimestres si les relations de couverture permettent de compenser efficacement l'écart de change sur son investissement dans ses établissements à l'étranger dont les monnaies fonctionnelles sont le dollar américain et l'euro.

Impôt sur le résultat

L'impôt exigible et l'impôt différé sont comptabilisés en résultat, sauf dans la mesure où l'impôt est généré par un regroupement d'entreprises ou par des éléments comptabilisés en autres éléments du résultat global ou directement en capitaux propres.

L'impôt exigible correspond au montant prévu de l'impôt sur le bénéfice imposable ou la perte fiscale pour l'exercice, calculé selon les taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture et compte tenu de tout ajustement lié aux exercices précédents.

L'impôt différé est comptabilisé relativement aux différences temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs aux fins de la présentation de l'information financière et la valeur utilisée aux fins de l'impôt. L'impôt différé est calculé selon le taux d'impôt qui devrait être appliqué aux différences temporaires lorsqu'elles se résorberont, selon les lois adoptées ou quasi adoptées à la date de clôture.

En ce qui a trait aux filiales, l'impôt différé n'est pas comptabilisé pour les différences temporaires entre la valeur comptable des placements et leur valeur fiscale, à moins que ces différences ne doivent se résorber dans un avenir prévisible.

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés dans la mesure où il est probable qu'il existera un bénéfice imposable auquel pourront être imputées les différences temporaires.

NOTES ANNEXES

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

Bénéfice (perte) par action

Le bénéfice (la perte) par action de base est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de l'exercice.

La Société utilise la méthode du rachat d'actions pour calculer le bénéfice (la perte) par action dilué. Le bénéfice (la perte) par action dilué est calculé de la même manière que le bénéfice (la perte) par action, sauf que le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est majoré du nombre d'actions supplémentaires découlant de la conversion présumée des débentures convertibles et de l'exercice présumé des options sur actions, si l'effet est dilutif. Le nombre d'actions supplémentaires est calculé en supposant que les débentures convertibles ont été converties et que les options sur actions en circulation ont été exercées, et que le produit de ces exercices a été utilisé pour acquérir des actions au cours du marché moyen de l'exercice.

4. JUGEMENTS COMPTABLES CRITIQUES ET SOURCES PRINCIPALES D'INCERTITUDE RELATIVE AUX ESTIMATIONS

Principales estimations et hypothèses

La préparation d'états financiers conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses. Ces estimations et ces hypothèses ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours des périodes considérées, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant notamment sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, la dépréciation d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets, l'impôt différé, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, de même que sur la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, l'efficacité des relations de couverture et le classement des entités structurées. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement si les hypothèses et les estimations changeaient. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

Jugements et estimations critiques

Juste valeur des instruments financiers

Certains instruments financiers, tels que les instruments financiers dérivés, sont comptabilisés dans les états consolidés de la situation financière à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont reflétées dans le résultat, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans le résultat global. La juste valeur de certains instruments financiers est estimée au moyen de techniques d'évaluation compte tenu de plusieurs hypothèses liées, notamment, aux taux d'intérêt, aux écarts de taux et aux risques.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles et incorporelles représentent une partie importante du total de l'actif de la Société. La Société estime la durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles sur une base annuelle et ajuste l'amortissement de façon prospective, si nécessaire.

Dépréciation du goodwill

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la valeur recouvrable du goodwill au moyen des flux de trésorerie futurs actualisés ou d'autres méthodes d'évaluation. Ces estimations comprennent le taux de croissance présumé des flux de trésorerie futurs, le nombre d'années utilisé dans le modèle du calcul des flux de trésorerie et le taux d'actualisation.

NOTES ANNEXES

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

Dépréciation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la juste valeur au moyen des flux de trésorerie futurs actualisés ou d'autres méthodes d'évaluation. Ces estimations comprennent le taux de croissance présumé des flux de trésorerie futurs, le nombre d'années utilisé dans le modèle du calcul des flux de trésorerie et le taux d'actualisation. La probabilité que le développement de projets soit possible est aussi évaluée en fonction de l'environnement commercial concurrentiel et de la volonté des autorités gouvernementales de fournir des sources additionnelles d'énergie.

Juste valeur des acquisitions d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations lorsqu'elle détermine la juste valeur à la date d'acquisition attribuée aux actifs acquis et aux passifs repris dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La juste valeur estimative est calculée au moyen de techniques d'évaluation tenant compte de plusieurs hypothèses, liées notamment à la production future, aux bénéfices, aux charges, ainsi qu'aux taux d'intérêt et d'actualisation.

Entité structurée

En se fondant sur les accords contractuels conclus entre la Société et ses associés respectifs, la Société est arrivée à la conclusion qu'elle contrôle Kwoiek Creek Resources L.P. et Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La Société effectue plusieurs estimations aux fins du calcul de la juste valeur du montant de l'obligation au moyen du taux d'actualisation. L'obligation est évaluée à sa valeur actuelle selon un taux d'intérêt ajusté pour tenir compte du risque et des appréciations courantes du marché.

Couverture

La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

Impôt sur le résultat

Le calcul de l'impôt sur le résultat nécessite de faire preuve de jugement pour interpréter les règles et règlements fiscaux. Les déclarations de revenus de la Société sont également assujetties à des audits dont l'issue peut modifier le montant des actifs et des passifs d'impôt exigible et différé. La Société estime avoir comptabilisé des montants suffisants pour ce qui est des questions fiscales en cours, en fonction de l'information actuellement disponible. La direction doit exercer son jugement pour établir les montants à comptabiliser au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. En particulier, il lui faut faire preuve de discernement pour évaluer à quel moment surviendra la résorption des différences temporaires auxquelles les taux d'imposition différés sont appliqués. De surcroît, le montant des actifs d'impôt différé, qui est limité au montant dont la réalisation est jugée probable, est estimé en tenant compte de l'échelonnement, des sources et du niveau du bénéfice imposable futur.

5. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a) Acquisition des actifs de Walden

Le 25 février 2016, la Société et Cayoose Creek Development Corporation (« Cayoose ») ont conclu l'acquisition de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Walden (« Walden »), située en Colombie-Britannique, au Canada. Le prix d'achat de 9 200 \$ pour la centrale Walden a été réglé au comptant, dont une tranche de 870 \$ a été versée à titre de dépôt au quatrième trimestre de 2015 et a été classée dans les autres actifs non courants au 31 décembre 2015.

La Société et Cayoose détiennent 51 % et 49 %, respectivement, des parts participantes de la société en commandite Cayoose Creek Power Limited Partnership (« Cayoose L.P. »), qui a été formée pour l'acquisition de la centrale de Walden.

L'énergie produite par cette centrale est vendue en totalité à British Columbia Hydro and Power Authority.

NOTES ANNEXES

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

Les flux de trésorerie additionnels tirés des actifs acquis devraient faire augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets. L'acquisition de la centrale Walden a permis d'ajouter une puissance brute installée additionnelle d'environ 16 MW au portefeuille de centrales hydroélectriques en exploitation de la Société.

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

	Répartition finale du prix d'achat
Immobilisations corporelles	1 786
Immobilisations incorporelles	8 078
Passifs d'impôt différé	(664)
Actifs nets acquis	9 200

Les coûts de transaction liés à cette acquisition ont été comptabilisés à titre de coûts de transaction du regroupement d'entreprises conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 8).

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, les produits consolidés et le bénéfice net consolidé se seraient établis à 292 898 \$ et à 31 993 \$, respectivement, pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les montants des produits et du bénéfice net de Cayoose L.P. depuis le 25 février 2016, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 2 533 \$ et à 995 \$, respectivement, pour la période de 311 jours close le 31 décembre 2016.

b) Acquisition de sept parcs éoliens en exploitation en France

Le 15 avril 2016, la Société a conclu l'acquisition d'un portefeuille de sept parcs éoliens en exploitation situés en France (l'« acquisition de sept entités françaises »). Le prix d'achat des projets éoliens consiste en une contrepartie nette en trésorerie de 63 971 € (tous les montants en € sont en milliers de €) (94 465 \$), sous réserve de certains ajustements.

Simultanément, un montant de 10 000 € (13 922 \$) a été versé à titre de dépôt pour un projet en cours de construction.

L'énergie produite par ces centrales en exploitation est vendue en totalité à Électricité de France et à S.I.C.A.E Oise.

Les flux de trésorerie additionnels tirés des actifs acquis devraient faire augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets. L'acquisition de sept entités françaises a permis d'ajouter une puissance brute installée additionnelle de 86,8 MW au portefeuille de parcs éoliens en exploitation de la Société.

Pour financer une partie de l'acquisition, trois sociétés liées du Mouvement des caisses Desjardins ont collectivement souscrit à un placement privé de 3 906 250 actions ordinaires de la Société, pour un produit de 50 000 \$.

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

	Répartition initiale du prix d'achat	
	En €	En \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 050	11 887
Débiteurs	2 315	3 419
Charges payées d'avance et autres	1 018	1 503
Comptes de réserve	4 449	6 570
Immobilisations corporelles	106 543	157 330
Immobilisations incorporelles	51 258	75 692
Fournisseurs et autres créditeurs	(1 952)	(2 882)
Tranche à court terme des instruments financiers dérivés	(42)	(62)
Dette à long terme	(88 150)	(130 170)
Instruments financiers dérivés	(213)	(315)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(3 129)	(4 620)
Passifs d'impôt différé	(16 176)	(23 887)
Actifs nets acquis	63 971	94 465

NOTES ANNEXES

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

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

Des coûts de transaction liés à cette acquisition ont été comptabilisés à titre de coûts de transaction du regroupement d'entreprises conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 8).

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, les produits consolidés et le bénéfice net consolidé se seraient établis à 301 905 \$ et à 33 100 \$, respectivement, pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les montants des produits et de la perte nette des parcs éoliens depuis le 15 avril 2016, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 9 771 \$ et à 5 710 \$, respectivement, pour la période de 261 jours close le 31 décembre 2016.

c) Acquisition de deux parcs éoliens français additionnels en Nouvelle-Aquitaine (France)

Le 22 décembre 2016, la Société a conclu l'acquisition de deux parcs éoliens en exploitation situés en France (l'« acquisition de deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine »). Le prix d'achat des projets éoliens consiste en une contrepartie nette en trésorerie de 16 124 € (22 698 \$), sous réserve de certains ajustements.

L'énergie produite par les centrales en exploitation est vendue en totalité à Électricité de France.

Les flux de trésorerie additionnels tirés des actifs acquis devraient faire augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets. L'acquisition de deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine a permis d'ajouter une puissance brute installée additionnelle de 24 MW au portefeuille de parcs éoliens en exploitation de la Société.

La Société détient une participation de 69,55 % dans le projet, et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins (le « RRMD ») détient la participation restante de 30,45 %.

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

	Répartition initiale du prix d'achat	
	En €	En \$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	79	111
Débiteurs	9 022	12 700
Charges payées d'avance et autres	6	8
Comptes de réserve	1 400	1 971
Immobilisations corporelles	43 858	61 740
Immobilisations incorporelles	14 410	20 285
Fournisseurs et autres créditeurs	(12 271)	(17 275)
Dette à long terme	(34 235)	(48 192)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	(1 312)	(1 846)
Passifs d'impôt différé	(4 834)	(6 804)
Actifs nets acquis	16 123	22 698

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.

Des coûts de transaction liés à cette acquisition ont été comptabilisés à titre de coûts de transaction du regroupement d'entreprises conformément à IFRS 3 (se reporter à la note 8).

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, les produits consolidés et le bénéfice net consolidé se seraient établis à 292 960 \$ et à 31 859 \$, respectivement, pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

NOTES ANNEXES

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

Les montants des produits et du bénéfice net des parcs éoliens depuis le 22 décembre 2016, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 65 \$ et à 41 \$, respectivement, pour la période de neuf jours close le 31 décembre 2016.

6. CHARGES D'EXPLOITATION

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Salaires	4 421	4 168
Assurances	2 894	2 601
Exploitation et entretien	22 398	18 054
Impôts fonciers et redevances	21 756	16 115
	51 469	40 938

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

7. CHARGES FINANCIÈRES

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	86 687	76 752
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	4 207	2 937
Amortissement des frais de financement	1 194	753
Désactualisation de la dette à long terme et des débetures convertibles	1 442	1 184
Charges de désactualisation des autres passifs	551	609
Autres	1 173	895
	95 254	83 130

8. AUTRES CHARGES, MONTANT NET

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Coûts de transaction	2 547	261
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	—	119 557
(Profit) perte de change réalisé(e)	(1 008)	1 403
Perte (profit) sur les contreparties conditionnelles 24a)	800	(3 447)
Autres produits, montant net	(1 599)	(1 010)
Reprise de la perte de valeur des prêts	(475)	—
	265	116 764

NOTES ANNEXES

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

9. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

9.1 Informations détaillées sur les coentreprises significatives

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des coentreprises significatives de la Société à la fin des périodes de présentation de l'information financière.

Nom de la coentreprise	Activité principale	Province de constitution et province où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 décembre 2016	31 décembre 2015
Umbata Falls, L.P.	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Ontario	49 %	49 %
Viger-Denonville, s.e.c.	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	50 %	50 %

Dans les présents états financiers consolidés, les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous représente des montants indiqués dans les états financiers de la coentreprise qui ont été préparés selon les IFRS.

Umbata Falls, L.P.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Produits	9 429	9 854
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	938	846
	8 491	9 008
Charges financières	2 507	2 559
Autres produits, montant net	(31)	(32)
Amortissements	4 017	4 019
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés	(526)	1 217
Bénéfice net et résultat global	2 524	1 245

NOTES ANNEXES

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

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 010	831
Autres actifs courants	1 080	1 392
Actifs courants	2 090	2 223
Actifs non courants	64 647	68 467
	66 737	70 690
Fournisseurs et autres créditeurs	138	134
Autres passifs courants	2 895	2 928
Passifs courants	3 033	3 062
Passifs non courants	46 173	48 852
Capitaux propres des associés	17 531	18 776
	66 737	70 690

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés :

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Actif net de la coentreprise	17 531	18 776
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	49 %	49 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	8 590	9 200

Dette d'Umbata Falls, L.P.

Le 30 mars 2015, la dette à long terme a été refinancée. L'emprunt, qui consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, a été prolongé jusqu'en mars 2020. L'emprunt est amorti sur une période restante de 18,5 ans, à compter d'avril 2015. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un taux global de 5,48 %. Les remboursements trimestriels seront augmentés au moyen d'un nivelage de flux de trésorerie calculé comme suit : le pourcentage de la production réelle excédentaire par rapport à la production prévue multiplié par les flux de trésorerie trimestriels excédentaires.

Le prêteur a également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un capital ne pouvant dépasser 500 \$. Au 31 décembre 2016, un montant de 470 \$ a été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par la totalité des actifs d'Umbata Falls, L.P., d'une valeur comptable de 66 737 \$.

Umbata Falls, L.P. détient un swap de taux d'intérêt amortissable de 43 005 \$ au 31 décembre 2016 (44 303 \$ en 2015), qui viendra à échéance en 2034 et qui porte intérêt à un taux de 3,98 %.

NOTES ANNEXES

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

Viger-Denonville, s.e.c.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Produits	10 293	11 978
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 844	1 923
	8 449	10 055
Charges financières	3 635	3 636
Autres produits, montant net	(30)	(45)
Amortissements	2 923	2 921
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés	(658)	1 639
Bénéfice net	2 579	1 904
Autres éléments du résultat global	2	127
Total du résultat global	2 581	2 031

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie	840	1 460
Autres actifs courants	1 409	966
Actifs courants	2 249	2 426
Actifs non courants	56 583	59 518
	58 832	61 944
Fournisseurs et autres créditeurs	446	572
Autres passifs courants	3 929	3 928
Passifs courants	4 375	4 500
Passifs non courants	54 223	57 191
Capitaux propres des associés	234	253
	58 832	61 944

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés :

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Actif net de la coentreprise	234	253
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	50 %	50 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	117	127

NOTES ANNEXES

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

Dette de Viger-Denonville, s.e.c.

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18 ans, amorti sur une période de 18 ans qui a commencé en juin 2014. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux variable équivalent au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un taux global de 6,00 %. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 2 709 \$ pour 2017. Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 984 \$. Au 31 décembre 2016, un montant de 984 \$ a été utilisé pour fournir une lettre de crédit. Ces emprunts sont garantis par la totalité des actifs de Viger-Denonville, s.e.c., d'une valeur comptable de 58 832 \$.

Viger-Denonville, s.e.c. détient un swap de taux d'intérêt amortissable de 51 847 \$ au 31 décembre 2016 (54 285 \$ en 2015), qui viendra à échéance en 2031 et qui porte intérêt à un taux de 3,40 %.

9.2 Engagements des coentreprises

Au 31 décembre 2016, la quote-part de la Société des paiements prévus au titre des engagements liés à Umbata Falls, L.P. et à Viger-Denonville, s.e.c. est la suivante :

Années	Production hydroélectrique	Production éolienne	Total
2017	2	240	242
2018	2	243	245
2019	2	246	248
2020	2	249	251
2021	2	252	254
Par la suite	40	2 606	2 646
Total	50	3 836	3 886

Umbata Falls, L.P.

La société en commandite sera dissoute en 2034, soit 25 ans après le début de son exploitation. Au moment de la dissolution de la société en commandite, les biens et les actifs de celle-ci seront transférés à l'autre commanditaire, sans contrepartie.

Viger-Denonville, s.e.c.

Parc éolien communautaire Viger-Denonville, s.e.c. a conclu des contrats de redevances et d'autres engagements liés à des montants à mettre de côté pour le démantèlement des composantes des parcs éoliens, ainsi que des engagements envers certaines municipalités environnantes, envers des propriétaires de terrains et à l'égard de l'exploitation des parcs éoliens.

10. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La Société détient des swaps de taux d'intérêt (les « instruments de couverture du taux d'intérêt ») qui lui permettent de couvrir son exposition aux taux d'intérêt variables payables sur la tranche de sa dette à long terme. La Société détient aussi des contrats de change à terme (les « contrats de change à terme ») qui lui permettent de couvrir son exposition au taux de change de ses investissements en France. Les contreparties aux contrats sont d'importantes institutions financières, et la Société ne prévoit pas de défaut de règlement de leur part. L'effet estimé d'une hausse de la courbe des taux de swap de 0,1 % serait de faire diminuer de 3 852 \$ la juste valeur négative de ces instruments financiers. Inversement, une baisse de la courbe des taux de swap de 0,1 % ferait augmenter de 4 148 \$ la juste valeur négative de ces instruments financiers. L'effet estimé d'une hausse de la courbe des taux de change de 1,0 % serait de faire augmenter de 1 295 \$ la juste valeur négative de ces instruments financiers. Inversement, une baisse de la courbe des taux de change de 1,0 % se traduirait par une juste valeur positive de 1 295 \$ pour ces instruments financiers.

NOTES ANNEXES

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

La Société comptabilise les instruments financiers dérivés incorporés séparément des contrats hôtes :

- Le dérivé incorporé indexé sur l'inflation se rapporte à des clauses d'inflation minimale de 3 % des prix de vente incorporées à certains CAE avec Hydro-Québec. La Société ne prévoit aucun défaut de remboursement de la part de la contrepartie. La juste valeur de ces instruments financiers est évaluée selon les estimations des produits en fonction des moyennes à long terme de la production prévue de chacune des centrales. Elle varie en fonction de l'écart entre le taux d'inflation minimal de 3 % et le taux d'inflation à long terme, estimé à 2 % au 31 décembre 2016, pour la durée restante de ces contrats, actualisé à un taux de 2,83 %. L'effet estimé d'une hausse du taux d'inflation à long terme de 0,1 % serait de faire diminuer la juste valeur de ces instruments financiers de 268 \$. Une baisse du taux d'inflation à long terme de 0,1 % ferait augmenter la juste valeur de ces instruments financiers de 267 \$.
- Le dérivé de change incorporé ajustait le prix d'un achat de matériel en fonction des variations des taux de change de l'euro par rapport au dollar canadien. Le prix de l'achat de matériel changeait selon la variation du taux de change. Ce dérivé incorporé disposait d'une couverture économique avec un contrat de change à terme dont la valeur nominale est la même. Les profits ou les pertes sur le dérivé incorporé découlant d'une variation du taux de change de l'euro par rapport au dollar canadien ont été contrebalancés par les profits ou les pertes liés au contrat de change à terme. Au cours de l'exercice 2015, la Société a mis fin à son contrat de change à terme de 78 400 \$ lié au projet Mesgi'g Ujju's'n pour une contrepartie totale en trésorerie de 3 246 \$. Simultanément, la Société a fixé le taux de la tranche libellée en euros de son entente d'approvisionnement liée aux turbines, lui faisant ainsi réaliser un profit de 3 422 \$.

Le classement de tous les actifs et passifs financiers selon la hiérarchie des justes valeurs est demeuré inchangé en 2016.

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Total
Au 1 ^{er} janvier 2016	—	(71 685)	3 977	(67 708)
Dérivés acquis dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 5)	—	(377)	—	(377)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés comptabilisée dans le compte de résultat ¹	(39)	8 904	(1 270)	7 595
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	31	352	—	383
Écarts de change, montant net	—	16	—	16
Au 31 décembre 2016	(8)	(62 790)	2 707	(60 091)

- Dans le compte de résultat, une perte de 3 303 \$ a également été comptabilisée dans (le profit net) la perte nette latent (e) sur instruments financiers, laquelle a été causée par un prêt intragroupe. Même si, à la consolidation, le prêt intragroupe est éliminé de l'état consolidé de la situation financière, la perte de change connexe comptabilisée dans le compte consolidé de résultat n'est pas éliminée lors du processus de consolidation.

NOTES ANNEXES

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

Actifs (passifs) financiers	Dérivé de change incorporé (niveau 3)	Contrat de change à terme (niveau 2)	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Total
Au 1 ^{er} janvier 2015	1 542	(1 228)	(151 535)	5 373	(145 848)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés	2 427	(2 018)	(37 202)	(1 396)	(38 189)
Règlements	(3 422)	3 246	119 733	—	119 557
Comptabilisé dans le compte consolidé de résultat	(995)	1 228	82 531	(1 396)	81 368
Comptabilisé dans les frais de développement de projets	(547)	—	—	—	(547)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	—	—	(2 681)	—	(2 681)
Au 31 décembre 2015	—	—	(71 685)	3 977	(67 708)

Présentés dans les états financiers consolidés :

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Actifs courants – instruments financiers dérivés	1 527	1 209
Actifs non courants – instruments financiers dérivés	8 117	2 768
Passifs courants – instruments financiers dérivés	(14 541)	(15 337)
Passifs non courants – instruments financiers dérivés	(55 194)	(56 348)
	(60 091)	(67 708)

NOTES ANNEXES

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

Risque de taux d'intérêt

Les modalités des contrats réduisant le risque de fluctuation des taux d'intérêt de la Société sont les suivantes :

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 décembre 2016	31 décembre 2015
Contrats utilisés pour couvrir le risque de taux d'intérêt :				
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 %	2016	Aucune	—	3 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 0,96 %	2017	Aucune	49 250	49 250
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 4,27 % à 4,41 %	2018	Aucune	82 600	82 600
Swaps de taux d'intérêt au taux de 2,33 %	2024	2019	20 000	20 000
Swaps de taux d'intérêt au taux de 2,30 %	2024	2019	20 000	20 000
Swaps de taux d'intérêt au taux de 1,91 %, amortissable	2026	Aucune	103 000	103 000
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 2,94 % à 4,83 %, amortissables	2026	Aucune	42 781	46 342
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,35 % à 3,50 %, amortissables	2027	Aucune	32 524	35 080
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,74 %, amortissable	2030	Aucune	84 532	89 113
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amortissable	2030	2021	24 534	26 063
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,64 %, amortissable et converti à un taux de 1,4169 \$ CA pour 1 €	2030	Aucune	14 736	—
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amortissable	2031	2018	38 771	41 146
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,61 %, amortissable	2035	2025	95 292	97 957
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amortissable	2041	2021	18 704	19 018
			626 724	632 569

La Société a conclu des ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme. Les taux sur ces ententes représentent le taux d'intérêt, excluant la marge applicable sur la dette.

Un des parcs éoliens français acquis en 2016 détient un swap de taux d'intérêt pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme. La comptabilité de couverture s'applique à ce contrat.

NOTES ANNEXES

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

Risque de change

À la suite des acquisitions des parcs éoliens en France, la Société a conclu des ententes de couverture pour réduire le risque de change de la Société.

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 décembre 2016	31 décembre 2015
Contrats utilisés pour couvrir le risque de change				
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7575 \$ CA pour 1 €	2018	Aucune	164 375	—
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2042 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7588 \$ CA pour 1 €	2018	Aucune	52 156	—
			216 531	—

Une tranche des avances au taux LIBOR de 13 900 \$ US (18 663 \$) prélevée sur la facilité de crédit rotatif disponible jusqu'en 2020 est utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes.

Instruments de couverture

Au 31 décembre 2016, les éléments suivants ont été désignés en tant qu'instruments de couverture des flux de trésorerie afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt et le risque de change.

	Valeur nominale de l'instrument de couverture	Valeur comptable de l'instrument de couverture		Variations cumulatives de la juste valeur utilisée pour calculer l'inefficacité de la couverture
		Actifs	Passifs	
Couvertures de flux de trésorerie :				
Risque de taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt	621 802	—	(62 791)	(2 331)
Couvertures d'un investissement net :				
Risque de change				
Avances au taux LIBOR	11 730	—	11 730	1 542
Contrats de change à terme	11 919	439	(445)	114

Tous les instruments de couverture sont comptabilisés dans la tranche à court terme ou dans la tranche à long terme des instruments financiers dérivés dans les états consolidés de la situation financière.

NOTES ANNEXES

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

Le tableau suivant présente un sommaire des éléments couverts de la Société au 31 décembre 2016 :

	Variations cumulatives de la juste valeur utilisée pour calculer l'inefficacité de la couverture	Réserve de couverture de flux de trésorerie ¹	Réserve au titre de la conversion de devises
Couverture de flux de trésorerie :			
Risque de taux d'intérêt			
Swaps de taux d'intérêt	2 660	(2 673)	—
Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger :			
Risque de change			
Avances au taux LIBOR	(1 542)	—	1 542
Contrats de change à terme	(92)	(101)	90

1. Le solde de la réserve de couverture de flux de trésorerie à laquelle la comptabilité de couverture n'est plus appliquée est de néant.

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des couvertures inefficaces et des profits ou pertes de couverture au 31 décembre 2016.

	Variations de la juste valeur de l'instrument de couverture comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Couvertures inefficaces comptabilisées en résultat net	Montant provenant de la réserve de couvertures de flux de trésorerie reclassé en résultat net	Montant provenant de la réserve au titre de la conversion des devises reclassé en résultat net	Poste du compte de résultat touché par le reclassement
Couverture de flux de trésorerie :					
Risque de taux d'intérêt					
Swaps de taux d'intérêt	352	(377)	—	—	—
Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger					
Risque de change					
Avances au taux LIBOR	274	—	—	—	—
Contrats de change à terme	31	24	43	—	—

L'inefficacité est comptabilisée dans la perte nette (le profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés dans les comptes consolidés de résultat.

L'ajustement en fonction de l'évaluation du crédit apporté à la juste valeur des dérivés de couverture et la désignation de dérivés de couverture dont la juste valeur est autre que nulle au moment de la conclusion de la relation de couverture peuvent entraîner l'inefficacité de la couverture.

NOTES ANNEXES

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

11. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

a) Impôt comptabilisé dans les comptes de résultat

	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Impôt exigible		
Charge d'impôt exigible pour l'exercice considéré	2 966	3 194
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à la charge d'impôt exigible des exercices précédents	4	(72)
	2 970	3 122
Impôt différé		
Charge (économie) d'impôt différé comptabilisée pour l'exercice considéré	7 452	(15 383)
(Diminution) augmentation des taux d'imposition différés	(4 181)	58
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	(1 305)	163
	1 966	(15 162)
Total de la charge (l'économie) d'impôt comptabilisée pour l'exercice considéré	4 936	(12 040)

Le tableau suivant présente un sommaire du rapprochement de la charge (l'économie) d'impôt calculée selon le taux d'imposition canadien prévu par la loi et de la charge (l'économie) d'impôt comptabilisée dans les comptes de résultat.

	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	36 979	(60 423)
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	26,6 %	26,6 %
Charge (économie) d'impôt calculée selon le taux d'imposition prévu par la loi	9 836	(16 073)
Éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition prévu par la loi :		
Charges non déductibles	1 266	63
Incidence de soldes de pertes fiscales non comptabilisées antérieurement et utilisées pendant l'exercice	(286)	(259)
(Perte déductible) bénéfice imposable à un taux autre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	(1 059)	394
(Diminution) augmentation des taux d'imposition différés	(4 181)	58
Augmentation des différences temporaires imposables relativement aux investissements dans des filiales et des coentreprises	1 369	1 560
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	192	211
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt exigible des exercices précédents	4	(72)
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	(1 305)	163
Charge d'impôt sur (le bénéfice) la perte attribué(e) aux participations minoritaires dans des entités non imposables	(761)	1 933
Autres	(139)	(18)
Charge (économie) d'impôt comptabilisée dans les comptes de résultat	4 936	(12 040)

NOTES ANNEXES

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

Le taux d'imposition pour 2016 et 2015 utilisé dans le rapprochement ci-dessus correspond au taux d'imposition moyen combiné appliqué au bénéfice imposable des sociétés canadiennes en vertu des lois fiscales fédérale et provinciales. Les taux d'imposition canadiens n'ont pas fluctué en 2016. La baisse des taux d'imposition du Québec s'applique à l'exercice 2017 et aux exercices suivants. De nouveaux règlements fiscaux ont été adoptés en France en décembre 2016 en vertu desquels, à compter de 2017, le taux d'imposition régulier des sociétés diminuera graduellement.

b) Impôt comptabilisé dans les autres éléments du résultat global

	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Impôt différé		
Sur les produits et les charges comptabilisés dans les autres éléments du résultat global :		
(Perte) profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(91)	223
Profit (perte) de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes	17	(212)
Variation de la juste valeur des instruments de couverture	74	(590)
Quote-part de la variation de la juste valeur des instruments de couverture de la coentreprise	—	16
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation de la juste valeur des instruments de couverture	(14)	18
Total de l'impôt comptabilisé directement dans les autres éléments du résultat global	(14)	(545)

c) Impôt comptabilisé directement dans les capitaux propres

	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Impôt différé		
Sur les opérations avec les propriétaires :		
Composante capitaux propres des débetures convertibles	—	171
Total de l'impôt comptabilisé directement dans les capitaux propres	—	171

d) Actifs et passifs d'impôt exigible

	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Actifs d'impôt exigible		
Impôt à recevoir	—	4
Passifs d'impôt exigible		
Impôt à payer	1 292	1 234

e) Soldes d'impôt différé

Le tableau suivant consiste en une analyse des actifs (passifs) d'impôt différé présentés dans les états consolidés de la situation financière.

	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Actifs d'impôt différé	11 849	15 356
Passifs d'impôt différé	(176 965)	(147 931)
	(165 116)	(132 575)

NOTES ANNEXES

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

	Au 1 ^{er} janvier 2016	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Comptabilisé dans les acquisitions d'entreprises	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2016
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :						
Immobilisations corporelles	(122 327)	(15 449)	—	(22 511)	620	(159 667)
Immobilisations incorporelles	(95 119)	11 364	—	(32 734)	1 028	(115 461)
Frais de développement de projets	10 717	4 275	—	—	—	14 992
Investissement dans des filiales et dans des coentreprises	(3 886)	105	117	—	—	(3 664)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(1 046)	(179)	—	—	—	(1 225)
Instruments financiers dérivés	55 734	(2 251)	(60)	129	(3)	53 549
Dettes à long terme	(4 230)	(449)	—	352	—	(4 327)
Débiteures convertibles	(525)	39	—	—	—	(486)
Autres passifs	540	20	—	—	—	560
Frais de financement	(2 692)	(1 576)	—	—	—	(4 268)
Paiement fondé sur des actions	1 020	185	—	—	—	1 205
	(161 814)	(3 916)	57	(54 764)	1 645	(218 792)
Pertes fiscales reportées en avant	29 239	1 950	(43)	23 409	(879)	53 676
	(132 575)	(1 966)	14	(31 355)	766	(165 116)

Au 31 décembre 2016, la Société, ses filiales et ses coentreprises avaient des pertes autres qu'en capital totalisant environ 187 000 \$ qui peuvent être utilisées pour réduire le bénéfice imposable futur. Les pertes autres qu'en capital au Canada et aux États-Unis viennent à expiration graduellement entre 2030 et 2036. Les pertes autres qu'en capital en France sont soumises à des restrictions dans le temps mais n'ont pas de date d'expiration.

La Société a comptabilisé un actif d'impôt différé sur des pertes autres qu'en capital, car il est probable qu'il existera un bénéfice imposable et des gains en capital imposables suffisants découlant de projets hydroélectriques, solaires et éoliens qui sont en exploitation ou qui le seront dans un proche avenir.

NOTES ANNEXES

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

	Au 1 ^{er} janvier 2015	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Transfert des frais de développement de projets dans les immobilisations corporelles	Transfert des immobilisations corporelles dans les immobilisations incorporelles découlant d'ajustements subséquents (note 5)	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2015
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :								
Immobilisations corporelles	(109 672)	(13 575)	—	(836)	1 739	—	17	(122 327)
Immobilisations incorporelles	(97 575)	4 331	—	—	(1 739)	—	(136)	(95 119)
Frais de développement de projets	(9 479)	19 360	—	836	—	—	—	10 717
Investissement dans des filiales et dans des coentreprises	(813)	(2 834)	(239)	—	—	—	—	(3 886)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(855)	(191)	—	—	—	—	—	(1 046)
Instruments financiers dérivés	47 492	7 670	572	—	—	—	—	55 734
Dette à long terme	(4 049)	(181)	—	—	—	—	—	(4 230)
Débetures convertibles	(126)	(228)	—	—	—	(171)	—	(525)
Autres passifs	581	(41)	—	—	—	—	—	540
Frais de financement	(718)	(1 974)	—	—	—	—	—	(2 692)
Paiement fondé sur des actions	610	410	—	—	—	—	—	1 020
	(174 604)	12 747	333	—	—	(171)	(119)	(161 814)
Pertes fiscales reportées en avant	26 326	2 415	212	—	—	—	286	29 239
	(148 278)	15 162	545	—	—	(171)	167	(132 575)

NOTES ANNEXES

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

f) Différences temporaires déductibles, pertes fiscales inutilisées et crédits d'impôt inutilisés non comptabilisés

	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Pertes fiscales – de type exploitation	3 551	4 175
Pertes fiscales – de type capital	10 990	13 165
Coûts de transaction	476	2 285
	15 017	19 625

Les pertes fiscales – de type exploitation non comptabilisées viendront à expiration graduellement entre 2034 et 2035.

12. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	35 963	(30 301)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(5 942)	(7 125)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	30 021	(37 426)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	106 883	102 304
Bénéfice net (perte nette) par action, de base (en \$)	0,28	(0,37)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	106 883	102 304
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	879	283
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	107 762	102 587
Bénéfice net (perte nette) par action, dilué(e) (en \$) b)	0,28	(0,37)

- a) Les options sur actions dont le prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires sont exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, 3 331 684 des 3 457 432 options sur actions (2 579 684 des 3 425 684 options sur actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2015) avaient un effet dilutif.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, aucune des 6 666 667 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles n'avait un effet dilutif (aucune des 6 666 667 actions n'avait un effet dilutif au cours des périodes correspondantes de 2015).

- b) Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, 2 579 684 des 3 425 684 options sur actions ont été exclues du calcul de la perte nette par action diluée, car elles avaient un effet antidilutif.

NOTES ANNEXES

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

13. RÉMUNÉRATION DES PRINCIPAUX DIRIGEANTS

Le tableau suivant présente les charges comptabilisées par la Société à l'égard des principaux dirigeants. Les membres du conseil d'administration ainsi que le président et chef de la direction, le chef de la direction financière, le chef de la direction des investissements, et tous les vice-présidents principaux et vice-présidents font partie de ce groupe.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Salaires et avantages à court terme	6 024	5 409
Jetons de présence des membres du conseil d'administration	662	524
Régime d'attribution d'actions liées au rendement	1 610	1 416
Paiement fondé sur des actions	103	192
	8 399	7 541

14. AVANTAGES DU PERSONNEL

Les charges comptabilisées par la Société au titre des avantages du personnel comprennent les salaires et les avantages à court terme. Ces charges ont été comptabilisées dans les catégories suivantes :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Charges d'exploitation	4 421	4 153
Frais généraux et administratifs	9 843	9 085
Charges liées aux projets potentiels	5 602	4 714
Coûts de transaction	1 304	131
Inscrites aux immobilisations corporelles	3 676	5 724
Inscrites aux frais de développement de projets	—	221
	24 846	24 028

15. LIQUIDITÉS ET PLACEMENTS À COURT TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Comptes de liquidités soumises à restrictions	25 424	37 487
Compte de produit d'emprunts soumis à restrictions	57 362	268 441
Comptes de paiement du service de la dette	6 956	6 792
	89 742	312 720

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

En ce qui a trait aux six centrales hydroélectriques au fil de l'eau Harrison Hydro L.P. (les « centrales en exploitation de Harrison »), la Société maintient certains comptes de paiement du service de la dette. Au titre des comptes de paiement du service de la dette, un virement mensuel correspondant à un sixième du prochain paiement semestriel au titre des obligations ainsi qu'un virement mensuel correspondant à un tiers du prochain paiement trimestriel exigible en vertu des obligations subordonnées émises et en circulation doivent être effectués. Les versements au titre des emprunts prioritaires et subordonnés sont prélevés sur ce compte à leur échéance.

NOTES ANNEXES

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

16. DÉBITEURS

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Créances clients	23 479	24 984
Taxes à la consommation	18 980	8 112
Crédits d'impôt à l'investissement	1 476	856
Paiement à recevoir au titre des immobilisations corporelles	49 250	—
Autres	5 662	3 121
	98 847	37 073

La quasi-totalité des créances clients de la Société provient des ventes d'électricité effectuées à des sociétés de services publics, y compris Hydro-Québec, British Columbia Hydro, Hydro One Inc. et ses sociétés affiliées, Idaho Power Company, Électricité de France et S.I.C.A.E Oise.

Hydro-Québec a actuellement une notation de Aa2 attribuée par Moody's. British Columbia Hydro and Power Authority a actuellement une notation de Aaa attribuée par Moody's. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a indiqué que la province d'Ontario, dont la notation attribuée par Standard & Poor's (« S&P ») est actuellement de A+, honorera les obligations d'Hydro One Inc. et de ses sociétés affiliées, en vertu des CAE auxquels elle est partie. Hydro One Inc. et ses sociétés affiliées détiennent actuellement une notation de A attribuée par S&P. La notation attribuée à Idaho Power Company par S&P est actuellement de BBB, et la notation attribuée à Électricité de France par S&P est actuellement de A-.

Les taxes à la consommation et les crédits d'impôt à l'investissement sont à recevoir des gouvernements fédéral et provinciaux et concernent principalement le développement et la construction des projets. Le paiement à recevoir au titre des immobilisations corporelles doit être payé par Hydro-Québec et est lié à la sous-station du parc éolien Mesgi'g Ujju's'n.

La Société n'a comptabilisé aucune provision pour créances douteuses, car d'après son expérience, le risque est faible à cet égard. La Société ne détient aucune garantie précise à l'égard de ses débiteurs. Tous les débiteurs sont à recevoir à court terme.

NOTES ANNEXES

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

17. COMPTES DE RÉSERVE

	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Total
Réserves au 1 ^{er} janvier 2016	39 724	3 112	42 836
Réserves acquises dans le cadre des acquisitions d'entreprises (note 5)	8 541	—	8 541
(Prélèvements) investissements dans les réserves, montant net	(1 701)	91	(1 610)
Incidence des variations du taux de change	(253)	(25)	(278)
Réserves à la fin de l'exercice	46 311	3 178	49 489
Moins : Tranche à court terme	—	—	—
Tranche à long terme	46 311	3 178	49 489

	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Total
Réserves au 1 ^{er} janvier 2015	37 547	3 788	41 335
Investissements (prélèvements) dans les réserves, montant net	2 038	(702)	1 336
Incidence des variations du taux de change	139	26	165
Réserves à la fin de l'exercice	39 724	3 112	42 836
Moins : Tranche à court terme	(947)	(368)	(1 315)
Tranche à long terme	38 777	2 744	41 521

Les placements à court terme sont détenus auprès d'importantes institutions financières. La Société n'a enregistré aucune perte de valeur sur ces instruments financiers, puisque les cotes de crédit des contreparties sont élevées.

La disponibilité d'un montant de 48 650 \$ (40 929 \$ en 2015) dans les comptes de réserve est soumise à des restrictions en vertu d'ententes de crédit.

NOTES ANNEXES

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

18. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2016	2 623	1 427 025	372 038	124 274	531 591	9 194	2 466 745
Ajouts	—	1 178	522	11	368 503	1 897	372 111
Acquisitions d'entreprises (note 5)	392	1 500	218 956	—	—	8	220 856
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	183 556	290 479	—	(474 035)	—	—
Autres variations	—	—	540	18	—	(263)	295
Écarts de change, montant net	(4)	(242)	(5 966)	—	—	(6)	(6 218)
Au 31 décembre 2016	3 011	1 613 017	876 569	124 303	426 059	10 830	3 053 789
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2016	—	(164 117)	(100 307)	(21 820)	—	(6 279)	(292 523)
Amortissement	—	(30 604)	(23 642)	(5 955)	—	(1 521)	(61 722)
Autres variations	—	—	5	—	—	263	268
Écarts de change, montant net	—	88	113	—	—	(6)	195
Au 31 décembre 2016	—	(194 633)	(123 831)	(27 775)	—	(7 543)	(353 782)
Valeur comptable au 31 décembre 2016	3 011	1 418 384	752 738	96 528	426 059	3 287	2 700 007

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

Les ajouts au cours de l'exercice considéré comprennent des frais de financement inscrits à l'actif de 38 756 \$ (30 341 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2015), engagés avant l'utilisation prévue des immobilisations.

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

Le coût des installations a été réduit en raison de crédits d'impôt à l'investissement de 3 003 \$ (2 622 \$ au 31 décembre 2015).

NOTES ANNEXES

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

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2015	2 541	1 340 129	372 106	124 244	287 401	8 367	2 134 788
Ajouts	62	3 707	782	68	299 105	828	304 552
Ajustement à l'acquisition d'une entreprise	—	(6 591)	—	—	—	—	(6 591)
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	89 084	—	—	(89 084)	—	—
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	—	34 169	21	34 190
Cessions	—	(613)	—	—	—	(49)	(662)
Autres variations	—	—	(850)	(38)	—	—	(888)
Écarts de change, montant net	20	1 309	—	—	—	27	1 356
Au 31 décembre 2015	2 623	1 427 025	372 038	124 274	531 591	9 194	2 466 745
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2015	—	(135 670)	(82 528)	(15 866)	—	(4 935)	(238 999)
Amortissement	—	(28 164)	(17 779)	(5 954)	—	(1 364)	(53 261)
Cessions	—	137	—	—	—	43	180
Écarts de change, montant net	—	(420)	—	—	—	(23)	(443)
Au 31 décembre 2015	—	(164 117)	(100 307)	(21 820)	—	(6 279)	(292 523)
Valeur comptable au 31 décembre 2015	2 623	1 262 908	271 731	102 454	531 591	2 915	2 174 222

NOTES ANNEXES

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

19. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Total
Coût					
Au 1 ^{er} janvier 2016	517 089	75 816	9 538	23 240	625 683
Acquisitions d'entreprises (note 5)	8 078	95 977	—	—	104 055
Transfert d'actifs lors de la mise en service	23 240	—	—	(23 240)	—
Autres variations	(3 111)	(3 365)	—	—	(6 476)
Écarts de change, montant net	(81)	(2 939)	—	—	(3 020)
Au 31 décembre 2016	545 215	165 489	9 538	—	720 242
Cumul de l'amortissement					
Au 1 ^{er} janvier 2016	(122 542)	(29 045)	(1 729)	(96)	(153 412)
Amortissement	(18 232)	(9 968)	(477)	96	(28 581)
Autres variations	3 111	3 365	—	—	6 476
Écarts de change, montant net	34	106	—	—	140
Au 31 décembre 2016	(137 629)	(35 542)	(2 206)	—	(175 377)
Valeur nette au 31 décembre 2016	407 586	129 947	7 332	—	544 865

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Total
Coût					
Au 1 ^{er} janvier 2015	497 620	75 816	9 538	35 351	618 325
Ajouts	325	—	—	—	325
Ajustement à l'acquisition d'une entreprise	6 591	—	—	—	6 591
Transfert d'actifs lors de la mise en service	12 111	—	—	(12 111)	—
Écarts de change, montant net	442	—	—	—	442
Au 31 décembre 2015	517 089	75 816	9 538	23 240	625 683
Cumul de l'amortissement					
Au 1 ^{er} janvier 2015	(106 095)	(23 570)	(1 252)	(96)	(131 013)
Amortissement	(16 265)	(5 475)	(477)	—	(22 217)
Écarts de change, montant net	(182)	—	—	—	(182)
Au 31 décembre 2015	(122 542)	(29 045)	(1 729)	(96)	(153 412)
Valeur nette au 31 décembre 2015	394 547	46 771	7 809	23 144	472 271

NOTES ANNEXES

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

20. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT DE PROJETS

	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Coût		
Solde au début de l'exercice	—	61 020
Ajouts	—	24 889
Transfert aux immobilisations corporelles	—	(34 190)
Perte de valeur des frais de développement de projets	—	(51 719)
Solde à la fin de l'exercice	—	—

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a effectué un test de dépréciation annuel à l'égard des frais de développement de projets. D'après les résultats de ces tests, une perte de valeur de 51 719 \$ a dû être comptabilisée en 2015 à l'égard de projets pour lesquels il restait des incertitudes relativement au calendrier et à la rentabilité de toute possibilité de développement.

Le montant recouvrable des frais de développement de projets est déterminé en fonction d'un calcul de la valeur d'utilité fondé sur des projections de flux de trésorerie elles-mêmes basées sur des budgets de projets comparables. Les projections sont approuvées par la direction, couvrent une période allant de 40 à 75 ans et se fondent sur un taux d'actualisation présumé avant impôt.

Les hypothèses suivantes sont utilisées pour établir le montant recouvrable des actifs :

- Le taux d'actualisation est une moyenne pondérée entre le coût consolidé de la dette et le coût consolidé des capitaux propres, majorée d'une prime de risque par projet.
- Chaque unité génératrice de trésorerie correspond à une centrale hydroélectrique.
- Les flux de trésorerie futurs prévus sont fondés sur les budgets de projets comparables de chaque unité génératrice de trésorerie. Les budgets ont été élaborés selon les débits d'eau moyens à long terme. Ces moyennes à long terme avoisinent les résultats réels.
- Le nombre de projets qui seront développés et les périodes où ils le seront.

L'acquisition de Cloudworks Energy Inc. en 2011 s'est accompagnée de la propriété exclusive de projets hydroélectriques situés en Colombie-Britannique rendus à différents stades de développement (d'une puissance installée potentielle de plus de 800 MW). Par conséquent, un montant de 51 719 \$ rattaché aux projets potentiels a été comptabilisé à la suite de l'acquisition. Cependant, au 31 décembre 2015, le développement du projet Site-C de BC Hydro (une immense centrale hydroélectrique qui devrait fournir une capacité d'environ 1 100 MW et générer approximativement 5 100 GWh d'électricité par année) va de l'avant. La construction du projet a commencé au cours de l'été 2015. En outre, en septembre 2015, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a rejeté une requête visant à obtenir une ordonnance d'annulation du certificat d'évaluation environnementale émis par la ministre de l'Environnement et le ministre des Forêts, du Territoire et des Opérations des ressources naturelles à l'égard du projet. En novembre 2015, BC Hydro et le gouvernement de la Colombie-Britannique ont annoncé l'attribution d'un contrat de construction de 1,5 G\$ pour la centrale hydroélectrique Site-C. Les probabilités que les Premières Nations et divers organismes environnementaux opposés à la centrale hydroélectrique Site-C obtiennent gain de cause dans le litige sont relativement faibles, puisque les activités de construction sont en cours. BC Hydro a annoncé publiquement que, d'après ses prévisions, le service public n'aura probablement pas besoin d'un important bloc de nouvelle électricité provenant de producteurs indépendants avant le début des années 2030. Par conséquent, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, la Société a comptabilisé une perte de valeur de 51 719 \$ relativement aux projets potentiels en Colombie-Britannique pour lesquels elle demeure propriétaire de licences de projets et dont elle pourrait amorcer le développement ultérieurement. Simultanément, les contreparties conditionnelles relatives à ces projets potentiels ont fait l'objet d'une reprise, ce qui a donné lieu à un profit de 3 447 \$.

Les ajouts au cours de l'exercice 2015 comprennent des intérêts inscrits à l'actif de 204 \$.

NOTES ANNEXES

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

21. GOODWILL

Le tableau suivant présente l'attribution du goodwill à chacune des unités génératrices de trésorerie.

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Saint-Paulin	935	935
Portneuf	4 166	4 166
Chaudière	3 168	3 168
Total du goodwill	8 269	8 269

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015, la Société a effectué des tests de dépréciation annuels à l'égard du goodwill. D'après le résultat de ces tests, aucune perte de valeur n'a été inscrite.

Le montant recouvrable de chaque unité génératrice de trésorerie est établi selon un calcul de la valeur d'utilité dans le cadre duquel on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des budgets approuvés par la direction couvrant la période la moins longue entre 50 ans et la période pour laquelle la Société détient des droits sur le site, ainsi qu'un taux d'actualisation de 5,37 % (5,51 % en 2015).

Les hypothèses utilisées pour établir le montant recouvrable des actifs sont les suivantes :

- Le taux d'actualisation est une moyenne pondérée entre le coût consolidé de la dette et le coût consolidé des capitaux propres, majorée d'une prime de risque pour chaque unité génératrice de trésorerie.
- Le prix de vente prévu de l'électricité à la suite du renouvellement des contrats d'achat d'électricité.
- Chaque unité génératrice de trésorerie correspond à une centrale hydroélectrique.
- Les flux de trésorerie futurs prévus sont fondés sur les budgets avant le service de la dette et l'impôt sur le résultat de chaque unité génératrice de trésorerie. Les budgets ont été élaborés selon les débits d'eau moyens à long terme. Ces moyennes à long terme avoisinent les résultats réels.

22. FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Fournisseurs et autres créditeurs	51 360	53 175
Tranche à court terme des retenues de garantie au titre de la construction	22 259	32 415
Intérêts à payer	10 754	7 941
Taxes à la consommation	1 477	1 935
	85 850	95 466

NOTES ANNEXES

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

23. DETTE À LONG TERME

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

	Taux d'intérêt en 2016	Échéance	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Facilité de crédit rotatif (avec droit de recours auprès de la Société) comprenant des avances au taux LIBOR de 13 900 \$ US				
a) Innergex	Entre 2,16 % et 2,26 %	2020	189 163	149 138
Emprunts (sans droit de recours auprès de la Société)				
b) Hydro-Windsor	8,25 %	2016	—	1 015
c) Magpie	Entre 2,33 % et 4,59 %	2017	601	1 285
d) Cholletz (750 €)	1,90 %	2017	1 063	—
e) Mesgi'g Ugju's'n	2,41 %	2017	40 588	—
f) Montjean (1 126 €)	1,50 %	2017	1 596	—
g) Theil Rabier (1 234 €)	1,50 %	2017	1 749	—
h) Montagne-Sèche	2,69 %	2021	24 534	26 063
i) Rutherford Creek	6,88 %	2024	35 845	39 378
j) Valottes (12 285 €)	Entre 1,80 % et 2,69 %	2024-2026	17 407	—
k) Ashlu Creek	2,52 %	2025	91 989	95 062
l) Sainte-Marguerite	3,30 %	2025	29 072	32 598
m) Antoigné (6 429 €)	2,67 %	2025	9 109	—
n) Longueval (7 522 €)	Entre 1,72 % et 1,86 %	2025	10 658	—
o) Porcien (7 744 €)	Entre 1,67 % et 1,86 %	2025	10 973	—
p) Bois d'Anchat (10 502 €)	Entre 2,25 % et 3,20 %	2025-2030	14 880	—
c) Magpie	Entre 4,37 % et 4,59 %	2025-2031	54 703	57 263
q) L'Anse-à-Valleau	2,14 %	2026	33 327	36 091
r) Fitzsimmons Creek	1,65 %	2026	20 651	21 051
f) Montjean (15 792 €)	Entre 1,46 % et 1,85 %	2026-2031	22 375	—
g) Theil Rabier (16 083 €)	Entre 1,46 % et 1,84 %	2026-2031	22 788	—
s) Carleton	3,10 %	2027	42 346	45 758
t) Beaumont (24 418 €)	Entre 2,16 % et 2,63 %	2027-2031	34 598	—
u) Stardale	2,57 %	2030	102 946	96 862
d) Cholletz (10 400 €)	2,23 %	2030	14 736	—
v) Innergex Europe	8,00 %	2046	38 189	—
w) Centrales en exploitation de Harrison	Entre 3,95 % et 6,61 %	2049	456 060	458 754
x) Kwoiek Creek	Entre 5,08 % et 10,07 %	2052-2054	172 162	172 162
y) Northwest State River	5,30 %	2053	71 972	71 972
z) Tretheway Creek	4,99 %	2055	92 916	92 916
l) Sainte-Marguerite	8,00 %	2064	42 401	42 401
e) Mesgi'g Ugju's'n	Entre 3,54 % et 4,28 %		244 343	159 459
aa) Big Silver Creek	Entre 4,57 % et 4,76 %		197 223	197 223
bb) Boulder Creek et Upper Lillooet	Entre 4,22 % et 4,46 %		491 643	445 733
Autres emprunts dont les taux d'intérêt diffèrent		2017-2019	13	134
			2 445 456	2 093 180

NOTES ANNEXES

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

23. DETTE À LONG TERME (suite)

	Taux d'intérêt en 2016	Échéance	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Total de la dette à long terme			2 634 619	2 242 318
Frais de financement différés			(27 986)	(26 885)
			2 606 633	2 215 433
Tranche à court terme de la dette à long terme (déduction faite des frais de financement différés de néant en 2016, de 29 \$ en 2015)			(99 397)	(54 995)
Tranche à long terme			2 507 236	2 160 438

a) Facilité de crédit rotatif

La Société dispose d'une capacité d'emprunt maximale de 425 000 \$ sur sa facilité de crédit rotatif. Le 18 janvier 2016, la Société a signé une entente de modification afin de proroger de 2019 à 2020 sa facilité de crédit rotatif.

Au 31 décembre 2016, des avances au taux des acceptations bancaires et des avances au taux préférentiel totalisant 170 500 \$ ainsi qu'une avance au taux LIBOR de 18 663 \$ (13 900 \$ US) ont été consenties en vertu de cette facilité. Un montant de 50 524 \$ a été utilisé pour fournir des lettres de crédit. Par conséquent, la tranche inutilisée et disponible de la facilité s'élève à 185 313 \$. La valeur comptable des actifs de la Société et des filiales qui ont été donnés en garantie en vertu de cette facilité totalise environ 466 000 \$.

La facilité de crédit rotatif a été renégociée le 21 février 2017; se reporter à la note « Événements postérieurs ».

b) Hydro-Windsor

L'emprunt consistait en un emprunt à terme à taux fixe d'une durée de 20 ans à compter de décembre 1996, amorti sur une période de 20 ans et venu à échéance en décembre 2016. L'emprunt était remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 105 \$.

c) Magpie

Un crédit-relais à taux fixe est amorti jusqu'en août 2017. Le crédit-relais est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 27 \$. Les remboursements de capital relatifs au crédit-relais s'établissent à 215 \$ pour 2017.

Une débenture est amortie jusqu'en décembre 2017. Elle est remboursable au moyen de paiements annuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 400 \$, à l'exclusion des intérêts implicites hors trésorerie de 18 \$. Le remboursement de capital pour 2017 s'établit à 400 \$.

Une débenture convertible n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrivera à échéance en janvier 2025. La débenture convertible rend la municipalité admissible à une participation de 30 % dans la centrale au moment de la conversion de la débenture, au plus tard le 1^{er} janvier 2025. La Société peut, à son gré, procéder à une conversion anticipée.

Un emprunt à terme, amortissable jusqu'en 2031, est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 379 \$. Les remboursements de capital relatifs à l'emprunt à terme varient et s'établissent à 1 808 \$ pour 2017.

Le crédit-relais et l'emprunt à terme sont garantis par les actifs de Société en commandite Magpie, d'une valeur comptable d'environ 96 300 \$.

NOTES ANNEXES

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

d) Cholletz

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 11 900 € :

- Un emprunt de 1 500 € portant intérêt à un taux de 1,9 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2017. Les remboursements de capital s'établissent à 750 € pour 2017.
- Un emprunt de 10 400 € portant intérêt à un taux de 2,23 % jusqu'en 2026 et à un taux variable majoré d'une marge applicable par la suite, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2030. Les remboursements de capital s'établissent à 78 € pour 2017.

La dette est garantie par les actifs d'Energie des Cholletz, d'une valeur comptable d'environ 21 000 €.

e) Mesgig'g Ugju's'n

Le 28 septembre 2015, Parc éolien Mesgig'g Ugju's'n (MU) S.E.C. a conclu un financement de projet sans recours de 311 709 \$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet éolien Mesgig'g Ugju's'n.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction à taux variable de 49 250 \$ portant intérêt à un taux de 2,41 % fixé par un swap. Après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera remboursé au moyen du produit du remboursement prévu par Hydro-Québec pour la sous-station électrique de Mesgig'g Ugju's'n. Au 31 décembre 2016, un montant de 40 588 \$ avait été prélevé sur cette tranche.
- Un prêt de construction à taux variable de 103 000 \$ portant intérêt à un taux de 3,54 % fixé par un swap. Après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera converti en un emprunt à terme de 9,5 ans, et le capital sera amorti sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2016, un montant de 84 884 \$ avait été prélevé sur cette tranche.
- Un prêt de construction de 159 459 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,28 %. Après le début de la mise en service commerciale du parc éolien, il sera converti en un emprunt à terme de 19,5 ans, et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 9,5 ans. Au 31 décembre 2016, cette tranche avait été utilisée en totalité.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 51 284 \$. Au 31 décembre 2016, un montant de 42 767 \$ avait été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par les actifs de Parc éolien Mesgig'g Ugju's'n (MU) S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 353 400 \$.

f) Montjean

Dans le cadre de l'acquisition de deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes d'une valeur totale de 23 897 € :

- Un emprunt de 1 126 € portant intérêt à un taux d'intérêt variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,5 % et entièrement remboursable d'ici juin 2017. Il s'agit d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation et les montants à recevoir du gouvernement. La tranche inutilisée et disponible de cette facilité de crédit s'élève à 2 945 €.
- Un emprunt de 12 680 € sur une marge de crédit portant intérêt à un taux fixe de 1,25 % jusqu'en 2026, et à un taux variable par la suite, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Les remboursements de capital s'établissent à 1 000 € pour 2017. La tranche inutilisée et disponible de cette facilité de crédit s'élève à 2 320 €. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 11 729 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,85 %.
- Un emprunt de 4 125 € portant intérêt à un taux fixe de 1,15 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2026. Les remboursements de capital s'établissent à 412 € pour 2017. Il n'y avait aucune tranche inutilisée et disponible sur cette facilité de crédit. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 4 062 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,46 %.
- Une facilité de crédit de 700 € était inutilisée et disponible au 31 décembre 2016. Elle sert à financer la principale partie du compte de réserve lié au service de la dette.

NOTES ANNEXES

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

La dette est garantie par les actifs de Montjean Energies, d'une valeur comptable d'environ 33 700 €.

g) Theil Rabier

Dans le cadre de l'acquisition de deux entités françaises en Nouvelle-Aquitaine, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes d'une valeur totale de 23 897 € :

- Un emprunt de 1 234 € portant intérêt à un taux d'intérêt variable correspondant au taux EURIBOR majoré de 1,5 % et entièrement remboursable d'ici juin 2017. Il s'agit d'un crédit-relais prévu pour les taxes à la consommation et les montants à recevoir du gouvernement. La tranche inutilisée de cette facilité de crédit s'élevait à 2 838 € à la fin de l'exercice.
- Un emprunt de 12 972 € portant intérêt à un taux fixe de 1,25 % jusqu'en 2026, puis à un taux variable jusqu'à l'échéance, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Les remboursements de capital s'établissent à 1 000 € pour 2017. La tranche inutilisée de cette facilité de crédit s'élevait à 2 028 € à la fin de l'exercice. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 12 021 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,84 %.
- Un emprunt de 4 125 € portant intérêt à un taux fixe de 1,15 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2026. Les remboursements de capital s'établissent à 412 € pour 2017. Il n'y avait aucune tranche inutilisée et disponible sur cette facilité de crédit. L'emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 4 062 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,46 %.
- Une facilité de crédit de 700 € était inutilisée et disponible au 31 décembre 2016. Elle sert à financer la principale partie du compte de réserve lié au service de la dette.

La dette est garantie par les actifs de Theil Rabier Energies, d'une valeur comptable d'environ 35 000 €.

h) Montagne-Sèche

En mai 2014, la Société a renégocié l'emprunt afin de repousser l'échéance à juin 2021. L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 7 ans, amorti sur une période de 16 ans à compter de mai 2014. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 1 174 \$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,97 % (5,97 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 445 \$. Au 31 décembre 2016, un montant de 267 \$ a été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs d'Innergex Montagne-Sèche, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 34 000 \$.

i) Rutherford Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme à taux fixe d'une durée de 20 ans, à compter de juillet 2004, amorti sur une période de 12 ans à compter du 1^{er} juillet 2012. Cette dette est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 511 \$. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3 784 \$ pour 2017. L'emprunt est garanti par les actifs de Rutherford Creek Power Limited Partnership, d'une valeur comptable d'environ 77 100 \$.

j) Valottes

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 12 022 € :

- Un emprunt de 4 749 € portant intérêt à un taux de 2,69 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2024. Les remboursements de capital s'établissent à 416 € pour 2017.
- Un emprunt de 7 273 € portant intérêt à un taux de 5,34 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2026. Les remboursements de capital s'établissent à 727 € pour 2017. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 8 502 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,80 %.

NOTES ANNEXES

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

La dette est garantie par les actifs d'Energie des Valottes, d'une valeur comptable d'environ 22 000 €.

k) Ashlu Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 15 ans, amorti sur une période de 25 ans à compter de septembre 2010. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 2 837 \$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 6,16 % (6,06 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 3 000 \$. Au 31 décembre 2016, un montant de 1 411 \$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de la centrale hydroélectrique d'Ashlu Creek, d'une valeur comptable d'environ 159 000 \$.

l) Sainte-Marguerite

Dans le cadre de l'acquisition en 2014, la Société a repris un emprunt à terme de 30 796 \$ portant intérêt à un taux fixe de 7,40 %, 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. Les remboursements de capital pour 2017 s'établissent à 2 928 \$. 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 les actifs de Sainte-Marguerite S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 134 900 \$.

En 2014, une débenture a été émise par Sainte-Marguerite S.E.C. au Régime de rentes du Mouvement Desjardins pour un montant total de 42 401 \$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064.

m) Antoigné

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris un emprunt à terme de 6 964 € portant intérêt à un taux de 2,67 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 714 € pour 2017. La dette est garantie par les actifs d'Energie Antoigné, d'une valeur comptable d'environ 13 900 €.

n) Longueval

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 7 881 € :

- Un emprunt de 6 069 € portant intérêt à un taux de 1,86 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 639 € pour 2017.
- Un emprunt de 1 812 € portant intérêt à un taux de 5,73 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 95 € pour 2017. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 2 186 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,72 %.

La dette est garantie par les actifs d'Eoliennes de Longueval, d'une valeur comptable d'environ 15 300 €.

NOTES ANNEXES

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

o) Porcien

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 8 116 € :

- Un emprunt de 6 069 € portant intérêt à un taux de 1,86 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 639 € pour 2017.
- Un emprunt de 2 047 € portant intérêt à un taux de 5,73 %, remboursable en versements semestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 139 € pour 2017. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 2 454 €, pour un taux d'intérêt effectif de 1,67 %.

La dette est garantie par les actifs d'Energie du Porcien, d'une valeur comptable d'environ 15 500 €.

p) Bois d'Anchat

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris deux facilités d'emprunt d'une valeur totale de 11 205 € :

- Un emprunt de 1 005 € portant intérêt à un taux de 3,20 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2025. Les remboursements de capital s'établissent à 38 € pour 2017.
- Un emprunt de 10 200 € portant intérêt à un taux de 2,25 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2030. Les remboursements de capital s'établissent à 703 € pour 2017.

La dette est garantie par les actifs de Société d'Exploitation du Parc Éolien du Bois d'Anchat, d'une valeur comptable d'environ 21 900 €.

q) L'Anse-à-Valleau

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18,5 ans, à compter de décembre 2007, amorti sur une période de 18,5 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 2 837 \$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 6,03 % (6,03 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit de 1 200 \$ afin de fournir des lettres de crédit. Au 31 décembre 2016, un montant de 423 \$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs d'Innergex AAV, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 53 000 \$.

r) Fitzsimmons Creek

En décembre 2016, l'échéance de l'emprunt à terme a été prorogée à novembre 2026. L'emprunt sera amorti sur une période restante de 25 ans, à compter de janvier 2017. Les avances sur l'emprunt portent intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 333 \$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 3,58 % (3,98 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 150 \$. Au 31 décembre 2016, un montant de 50 \$ avait été utilisé pour fournir une lettre de crédit. Cette dette est garantie par les actifs de Fitzsimmons Creek Hydro L.P., d'une valeur comptable d'environ 24 800 \$.

s) Carleton

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 14 ans, amorti sur une période de 14 ans à compter de juin 2013. L'emprunt à terme porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3 487 \$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,46 % (5,46 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

NOTES ANNEXES

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

Cette dette est garantie par les actifs d'Innergex CAR, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 67 300 \$.

t) Beaumont

Dans le cadre de l'acquisition de sept entités françaises, la Société a repris trois facilités d'emprunt d'une valeur totale de 25 131 € :

- Un emprunt de 3 649 € portant intérêt à un taux de 3,78 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2027. Les remboursements de capital s'établissent à 26 € pour 2017. L'emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 3 999 €, pour un taux d'intérêt effectif de 2,16 %.
- Un emprunt de 982 € portant intérêt à un taux de 2,63 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2027. Les remboursements de capital s'établissent à un montant de presque néant pour 2017.
- Un emprunt de 20 500 € portant intérêt à un taux de 2,42 %, remboursable en versements trimestriels et arrivant à échéance en 2031. Les remboursements de capital s'établissent à 1 390 € pour 2017.

La dette est garantie par les actifs d'Eoles Beaumont S.A.S., d'une valeur comptable d'environ 48 600 €.

u) Stardale

Le 22 février 2016, Stardale a refinancé sa dette à long terme afin d'augmenter de 12 138 \$ son emprunt, portant ainsi le montant total de celui-ci à 109 000 \$. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 6 383 \$ pour 2017. Au 31 décembre 2016, le taux d'intérêt effectif global s'élevait à 5,36 % (5,99 % en 2015) compte tenu du swap de taux d'intérêt.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 5 600 \$. Au 31 décembre 2016, un montant de 5 600 \$ avait été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de Stardale L.P., d'une valeur comptable d'environ 108 200 \$.

v) Société en commandite Innergex Europe (2015)

À la suite des acquisitions en France, une débenture a été émise à l'autre associé pour un produit total de 38 189 \$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 % composé annuellement et est remboursable en versements trimestriels si les fonds sont disponibles. La débenture devra être remboursée en totalité en 2046. La Société a investi un montant total de 87 227 \$ dans des parts privilégiées de Société en commandite Innergex Europe (2015), lesquelles affichent un taux à rendement privilégié de 8,00 % composé annuellement et remboursable au même moment que la débenture. Les parts privilégiées sont éliminées dans le processus de consolidation.

w) Centrales en exploitation de Harrison

L'obligation prioritaire à rendement réel des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à un taux de 2,96 %, ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'indice d'ensemble des prix à la consommation (l'« IPC ») du Canada, non désaisonnalisé. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base semestrielle. L'obligation arrivera à échéance en juin 2049. Les paiements semestriels se chiffrent à 5 790 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (6 693 \$ après l'ajustement selon l'IPC en 2016). En décembre 2031, les paiements diminueront à 4 481 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2017, les remboursements de capital s'établissent à 6 011 \$.

L'obligation prioritaire à taux fixe des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à un taux de 6,61 %. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base semestrielle. L'obligation arrivera à échéance en septembre 2049. Les paiements semestriels se chiffrent à 8 072 \$. En septembre 2031, les paiements diminueront à 6 724 \$ jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2017, les remboursements de capital s'établissent à 3 463 \$.

L'obligation subordonnée à rendement réel des centrales en exploitation de Harrison porte intérêt à un taux de 4,27 %, ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base trimestrielle. L'obligation arrivera à échéance en septembre 2049. Les paiements trimestriels d'intérêts se chiffrent à 291 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (336 \$ après l'ajustement selon l'IPC en 2016).

NOTES ANNEXES

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

En juin 2017, les paiements augmenteront à 389 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2017, les remboursements du principal s'établissent à 342 \$. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

Les obligations sont garanties par les centrales en exploitation de Harrison. La valeur comptable des biens et des actifs des centrales en exploitation de Harrison s'élève à environ 633 400 \$.

	Obligation prioritaire à rendement réel	Obligation prioritaire à taux fixe	Obligation subordonnée à rendement réel	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2016	223 391	207 141	28 222	458 754
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	3 744	—	463	4 207
Remboursement de capital	(5 803)	(3 278)	—	(9 081)
Amortissement de la réévaluation	1 313	777	90	2 180
Solde au 31 décembre 2016	222 645	204 640	28 775	456 060

L'augmentation des intérêts compensatoires au titre de l'inflation est attribuable à la variation de l'IPC au cours de la période de référence.

x) Kwoiek Creek

Le prêt de construction à terme de 168 500 \$ portant intérêt à un taux fixe de 5,08 % a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 37 ans en février 2015, lequel est amorti sur une période de 36 ans à compter de janvier 2017. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 1 527 \$ pour 2017. Cet emprunt est garanti par les actifs de Kwoiek Creek Resources L.P., d'une valeur comptable d'environ 183 998 \$.

L'associé partenaire de la Société dans le projet Kwoiek Creek a consenti un prêt de 3 662 \$ à Kwoiek Creek Resources L.P. Conformément aux ententes liées au projet, chaque associé peut participer au financement du projet.

y) Northwest Stave River

Le prêt de construction sans recours a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 38 ans en février 2015. Les remboursements du principal ne commencent pas avant décembre 2020. L'emprunt est garanti par les actifs de Northwest Stave River L.P., d'une valeur comptable d'environ 80 900 \$.

z) Tretheway Creek

Le prêt de construction a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 39 ans en avril 2016 et sera amorti sur une période de 35 ans. Les remboursements de capital ne commencent pas avant décembre 2020. Le prêt est garanti par les actifs de Tretheway L.P., d'une valeur comptable d'environ 102 600 \$.

aa) Big Silver Creek

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

Le 31 janvier 2017, le prêt a été converti en emprunt à terme de 39,5 ans.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 51 012 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,57 %. En 2017, il a été converti en un emprunt à terme de 25 ans, et le capital sera amorti sur une période de 22 ans, à compter de 2019.
- Un prêt de construction de 128 311 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %. En 2017, il a été converti en un emprunt à terme de 39,5 ans, et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans.

NOTES ANNEXES

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

- Un prêt de construction de 17 900 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,76 %. En 2017, il a été converti en un emprunt à terme de 39,5 ans, et son capital sera remboursé à l'échéance.

Cette dette est garantie par les actifs de Big Silver Creek Power L.P., d'une valeur comptable d'environ 211 200 \$.

bb) Boulder Creek et Upper Lillooet River

Le 17 mars 2015, Boulder Creek Power Limited Partnership et Upper Lillooet River Power Limited Partnership ont conclu conjointement un financement de projet sans recours de 491 643 \$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant les projets hydroélectriques au fil de l'eau Boulder Creek et Upper Lillooet River.

Le prêt comprend trois facilités ou tranches :

- Un prêt de construction de 191 643 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,22 %. Après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 25 ans, et le capital sera amorti sur une période de 20 ans, à compter de la sixième année.
- Un prêt de construction de 250 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %. Après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans, et le capital commencera à être amorti à l'échéance de l'emprunt à terme d'une durée de 25 ans.
- Un prêt de construction de 50 000 \$ portant intérêt à un taux fixe de 4,46 %. Après le début de la mise en service commerciale des centrales, il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans, et son capital sera remboursé à l'échéance.

Cette dette est garantie par les actifs de Boulder Creek Power L.P. et d'Upper Lillooet River Power L.P., d'une valeur comptable d'environ 509 100 \$.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital prévus au cours des prochains exercices, excluant les réévaluations, sont les suivants :

	Remboursements de capital			Dette à long terme
	Avec droit de recours auprès de la Société	Sans droit de recours auprès de la Société	Amortissement de la réévaluation	
2017	—	99 418	(21)	99 397
2018	—	57 293	(169)	57 124
2019	—	58 562	(321)	58 241
2020	189 163	64 299	(456)	253 006
2021	—	74 970	(609)	74 361
Par la suite	—	2 134 895	(42 405)	2 092 490
	189 163	2 489 437	(43 981)	2 634 619

NOTES ANNEXES

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

24. AUTRES PASSIFS

Les autres passifs, qui comprennent les montants présentés dans les passifs courants, se composent des contreparties conditionnelles, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et des intérêts payables au titre de la débenture de Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (« SM S.E.C. ») relative aux installations de la Société.

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débenture de SM S.E.C.	Total
Au 1^{er} janvier 2016	2 047	6 269	5 359	13 675
Passif repris dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 5)	—	6 466	—	6 466
Nouvelles obligations	—	1 687	—	1 687
Charge d'intérêts incluse dans les charges financières	—	—	3 897	3 897
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	102	449	—	551
Perte sur les contreparties conditionnelles	800	—	—	800
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	—	563	—	563
Incidence des variations du taux de change	—	(178)	—	(178)
Au 31 décembre 2016	2 949	15 256	9 256	27 461
Tranche à court terme des autres passifs	(495)	—	—	(495)
Tranche à long terme des autres passifs	2 454	15 256	9 256	26 966

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débenture de SM S.E.C.	Total
Au 1^{er} janvier 2015	5 458	6 828	1 766	14 052
Charge d'intérêts incluse dans les charges financières	—	—	3 593	3 593
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	280	329	—	609
Profit sur les contreparties conditionnelles	(3 447)	—	—	(3 447)
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	—	(888)	—	(888)
Paiement de contreparties conditionnelles	(244)	—	—	(244)
Au 31 décembre 2015	2 047	6 269	5 359	13 675
Tranche à court terme des autres passifs	(246)	—	—	(246)
Tranche à long terme des autres passifs	1 801	6 269	5 359	13 429

a) Contreparties conditionnelles

Une acquisition réalisée en 2011 prévoit le paiement possible de sommes supplémentaires aux vendeurs sur une période qui commence à la date d'acquisition et se termine en 2056. Les paiements différés visent effectivement à assurer un partage potentiel de la valeur créée si les projets obtiennent un rendement supérieur aux attentes de la Société et qu'ils donnaient lieu à une augmentation de la valeur pour la Société, après déduction de ces paiements. Le montant total maximal de l'ensemble des paiements différés dans le cadre de cette acquisition ne peut être supérieur à la valeur actualisée de 35 000 \$ à la date d'acquisition. Au cours de l'exercice 2015, la Société a comptabilisé une perte de valeur pour les frais de développement de projets même si elle détient toujours des droits sur les sites. Simultanément, les contreparties conditionnelles relatives à ces projets ont fait l'objet d'une reprise, ce qui a donné lieu à un profit de 3 447 \$ en 2015.

NOTES ANNEXES

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

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris l'obligation de payer une contrepartie conditionnelle à la Municipalité régionale de comté de Minganie jusqu'à ce que la débenture convertible émise par Société en commandite Magpie soit convertie. À la suite de la conversion, la Municipalité régionale de comté de Minganie aura droit à une participation de 30 % dans Société en commandite Magpie.

b) Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations proviennent essentiellement des obligations exigeant de mettre hors service les actifs des parcs éoliens et de l'installation solaire à l'expiration des baux fonciers. Les parcs éoliens et l'installation solaire sont construits sur des terrains détenus en vertu de contrats de location qui viennent à expiration au moins 25 ans après leur signature. La Société estime que la valeur non actualisée des paiements requis pour régler les obligations sur une période de 25 ans est la suivante :

Année des paiements prévus	
2031	2 592
2032	2 466
2033	2 748
2034	2 779
2035	2 851
2036	1 542
2037	6 243
2039	4 332
2040	1 749
2041	10 929
	<hr/> <hr/> 38 231

Au 31 décembre 2016, les flux de trésorerie ont été actualisés à des taux variant de 4,29 % à 4,61 % (4,69 % à 5,03 % en 2015), pour déterminer les obligations.

c) Intérêts payables au titre des débentures

Dans le cadre de l'acquisition de la centrale Sainte-Marguerite en 2014, Desjardins a souscrit à une débenture émise par SM S.E.C. pour un montant total de 42 401 \$. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064. Les intérêts impayés sont composés et comptabilisés dans les autres passifs non courants.

25. DÉBENTURES CONVERTIBLES

a) Rachat de débentures convertibles de 5,75 %

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

Le 20 juillet 2015, la Société a émis un avis de rachat à l'égard du capital global de 79 578 \$ visant les débentures convertibles de 5,75 % qui étaient en circulation. Une tranche de 37 987 \$ de ce capital global a été convertie, à la demande des porteurs, en 3 566 851 actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 10,65 \$ par action. Le solde restant de 41 591 \$ a été racheté au prix de 1 000 \$ par débenture convertible, plus l'intérêt couru et impayé jusqu'au 19 août 2015 inclusivement, et a été financé par des prélèvements sur la facilité de crédit rotatif de la Société.

NOTES ANNEXES

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

b) Émission de débetures convertibles de 4,25 %

Le 10 août 2015, la Société a émis un montant en capital total de 100 000 \$ au titre de débetures convertibles à 4,25 % à un prix de 1 000 \$ par débenture convertible, portant intérêt à un taux de 4,25 % par année, payable semestriellement le 31 août et le 28 février de chaque année, à compter du 28 février 2016. Les débetures convertibles seront convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 15,00 \$ par action, soit un taux de conversion de 66,6667 actions ordinaires pour chaque tranche de 1 000 \$ de montant en capital au titre des débetures convertibles. Les débetures convertibles arriveront à échéance le 31 août 2020 et ne seront pas rachetables avant le 31 août 2018, sauf dans certaines circonstances limitées. À compter du 31 août 2018, et avant le 31 août 2019, Innergex peut racheter les débetures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés, dans certaines circonstances. À compter du 31 août 2019, Innergex peut racheter les débetures au prix de rachat égal à la valeur nominale plus les intérêts courus et impayés.

Les débetures convertibles sont subordonnées à l'ensemble de la dette de la Société.

La composante passif s'accroît de sorte qu'à l'échéance, le passif correspondra à la valeur nominale moins les conversions antérieures, le cas échéant.

26. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

Autorisé

Le capital autorisé de la Société comprend un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables au gré du porteur et au gré de l'émetteur. Cela comprend jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif ajustable de série A (les « actions privilégiées de série A »), jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif variable de série B (les « actions privilégiées de série B ») et jusqu'à 2 000 000 d'actions privilégiées rachetables à taux de dividende cumulatif fixe de série C (les « actions privilégiées de série C »).

a) Actions ordinaires

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

Rachat d'actions ordinaires

En mars 2016, la Société a annoncé qu'elle avait reçu de la Bourse de Toronto l'autorisation de renouveler son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Conformément à cette offre, la Société a le droit de racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires. En 2015, la Société a racheté aux fins d'annulation 1 190 173 actions ordinaires (aucune en 2016) à un prix moyen de 10,36 \$.

Débetures convertibles de 5,75 % converties en actions ordinaires

Au cours du premier et du troisième trimestre de 2015, les débetures convertibles de 5,75 % ont diminué d'un montant total de 38 909 \$ après l'exercice par les porteurs de débetures de leurs privilèges de conversion. Par conséquent, 38 909 débetures ont été converties en 3 653 422 actions ordinaires.

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

Des résolutions spéciales visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution soit versé aux actionnaires, ont été adoptées au cours des années antérieures. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires et à une augmentation correspondante du surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires.

NOTES ANNEXES

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

c) Actions privilégiées

Actions privilégiées de série A

Le 14 septembre 2010, la Société a émis un total de 3 400 000 actions privilégiées de série A au prix de 25,00 \$ par action, pour un produit brut totalisant 85 000 \$. Les porteurs d'actions privilégiées de série A ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année. Pour la période initiale de cinq ans se clôturant le 15 janvier 2016, mais excluant cette date (la « période à taux fixe initiale »), les dividendes étaient payables à un taux annuel équivalent à 1,25 \$ par action. Le taux de dividende annuel pour la période de cinq ans débutant le 15 janvier 2016 équivaut à 0,902 \$ par action.

Pour chaque période de cinq ans postérieure à la période à taux fixe initiale (chacune étant désignée comme une « période à taux fixe subséquente »), les porteurs d'actions privilégiées de série A auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement et se chiffreront à un montant annuel par action privilégiée de série A correspondant à la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada ayant une échéance de cinq ans à la date de calcul du taux fixe applicable, majoré de 2,79 %, pour cette période à taux fixe subséquente, multiplié par 25,00 \$.

Chaque porteur d'actions privilégiées de série A aura le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions privilégiées de série A en actions privilégiées de série B de la Société à raison de une action privilégiée de série B pour chaque action privilégiée de série A convertie, sous réserve de certaines conditions, le 15 janvier 2016 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série B auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux variable, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement et se chiffreront à un montant annuel par action privilégiée de série B correspondant à la somme du taux des bons du Trésor de la période trimestrielle précédente, majoré de 2,79 % par année, établi le 30^e jour avant le premier jour de la période à taux variable trimestrielle applicable, multiplié par 25,00 \$.

Les actions privilégiées de série A ne pouvaient être rachetées par la Société qu'à partir du 15 janvier 2016. Aucune n'a été rachetée à cette date. La prochaine date de rachat est le 15 janvier 2021, et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite, moment auquel la Société pourra à son gré racheter les actions privilégiées de série A en circulation, que ce soit en totalité ou en partie.

Actions privilégiées de série C

Le 11 décembre 2012, la Société a émis un total de 2 000 000 d'actions privilégiées de série C au prix de 25,00 \$ par action, pour un produit brut totalisant 50 000 \$. Les porteurs d'actions privilégiées de série C auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration de la Société. Les dividendes seront payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,4375 \$ par action. La Société ne pourra racheter les actions privilégiées de série C avant le 15 janvier 2018. Les actions privilégiées de série C n'ont pas d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs.

d) Paiement fondé sur des actions

Options sur actions

La Société a un régime d'options sur actions. La charge relative aux paiements fondés sur des actions est comptabilisée selon la méthode de la juste valeur. Conformément à cette méthode, les options sur actions sont évaluées à la juste valeur des instruments de capitaux propres à la date d'attribution.

La Société a un régime d'options sur actions qui prévoit l'attribution d'options par le conseil d'administration aux employés, aux dirigeants, aux administrateurs et à certains conseillers de la Société et de ses filiales en vue d'acquérir des actions ordinaires. Les options attribuées en vertu du régime d'options sur actions seront assorties d'un prix d'exercice ne pouvant être inférieur au prix du marché des actions ordinaires à la date d'attribution de l'option, calculé selon le cours moyen des actions ordinaires, pondéré en fonction du volume, à la Bourse de Toronto, au cours des cinq jours de Bourse précédant la date d'attribution.

NOTES ANNEXES

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

Le nombre maximal d'actions ordinaires de la Société pouvant être émises à l'exercice d'options attribuées aux termes du régime d'options d'achat d'actions est 4 064 123. Les actions ordinaires visées par une option qui expire ou est résiliée sans avoir été intégralement exercée peuvent être visées par une autre option. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des administrateurs n'exerçant pas de fonctions de gestion au sein de la Société aux termes du régime d'options sur actions ne peut jamais dépasser 1 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Les options doivent être exercées au cours d'un délai établi par le conseil d'administration, qui ne peut dépasser 10 ans suivant la date d'attribution. Les droits rattachés aux options attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis annuellement en tranches égales pendant un délai de quatre à cinq ans suivant la date d'attribution.

Le tableau suivant présente un sommaire des options sur actions en circulation de la Société aux 31 décembre 2016 et 2015.

	31 décembre 2016		31 décembre 2015	
	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
En circulation au début de l'exercice	3 425	10,09	3 470	10,07
Attribuées au cours de l'exercice	126	14,65	—	—
Exercées au cours de l'exercice	(94)	11,00	(45)	8,75
Annulées au cours de l'exercice	—	—	—	—
En circulation à la fin de l'exercice	3 457	10,23	3 425	10,09
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	3 034	10,03	2 830	10,04

Les options suivantes étaient en circulation et pouvaient être exercées au 31 décembre 2016.

Années d'attribution	Nombre d'options en circulation (en milliers)		Nombre d'options pouvant être exercées (en milliers)		Échéance
		Prix d'exercice (\$)			
2007	752	11,00	752		2017
2011	770	9,88	770		2018
2012	397	10,70	397		2019
2010	618	8,75	618		2020
2013	397	9,13	298		2020
2014	397	10,96	199		2021
2016	126	14,65	—		2023
	3 457		3 034		

La Société applique la méthode de la comptabilisation à la juste valeur pour les options attribuées à la haute direction, lesquelles sont estimées au moyen du modèle d'évaluation des options de Black et Scholes. Les paiements fondés sur des actions sont passés en charges et portés au crédit du compte de paiement fondé sur des actions, dans les capitaux propres de la Société, pour tenir compte des options attribuées.

NOTES ANNEXES

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

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur des options attribuées aux bénéficiaires au cours de l'exercice.

	31 décembre 2016
Taux d'intérêt sans risque	0,74 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,64 \$
Durée prévue des options	6 ans
Volatilité attendue	19,30 %
Juste valeur des options attribuées	1,24 \$

Aux fins des charges de rémunération, la rémunération fondée sur des actions est amortie par passation en charges selon le mode linéaire sur le délai d'acquisition des droits d'au plus cinq ans. La durée de vie contractuelle moyenne pondérée des options sur actions en circulation est de cinq ans. La volatilité attendue est estimée en tenant compte de la volatilité historique moyenne du prix des actions.

e) Régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »)

La Société a mis en place un RRD à l'intention de ses actionnaires. Ce régime donne la possibilité aux actionnaires ordinaires admissibles de réinvestir une partie ou la totalité des dividendes qu'ils reçoivent dans l'achat d'actions ordinaires supplémentaires de la Société, sans payer de frais, tels que des frais de courtage et de gestion. Les actions pourront être achetées soit sur le marché libre, soit par l'émission de nouvelles actions.

NOTES ANNEXES

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

27. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(Perte) profit de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes	Réserve nette au titre de la conversion de devises	Risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie	Quote-part du risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie de la coentreprise	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2016	1 875	(1 569)	306	(1 930)	48	(1 576)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	(872)	—	(872)	—	—	(872)
Profit de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	296	296	408	1	705
Impôt différé connexe	91	(17)	74	(74)	—	—
Solde au 31 décembre 2016	1 094	(1 290)	(196)	(1 596)	49	(1 743)

	Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(Perte) profit de change sur les couvertures désignées des investissements dans des filiales étrangères autonomes	Réserve nette au titre de la conversion de devises	Risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie	Quote-part du risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie de la coentreprise	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2015	409	(171)	238	(253)	—	(15)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	1 689	—	1 689	—	—	1 689
(Perte) profit de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	(1 610)	(1 610)	(2 267)	64	(3 813)
Impôt différé connexe	(223)	212	(11)	590	(16)	563
Solde au 31 décembre 2015	1 875	(1 569)	306	(1 930)	48	(1 576)

NOTES ANNEXES

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

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

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Débiteurs et impôt à recevoir	(46 109)	(1 730)
Charges payées d'avance et autres	156	913
Fournisseurs, autres créditeurs et impôt à payer	(10 489)	9 092
	(56 442)	8 275

b) Renseignements supplémentaires

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Intérêts versés (y compris les intérêts inscrits à l'actif de 37 838 \$ [29 243 \$ en 2015])	119 577	100 985
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	19 596	7 215
Frais de développement impayés	—	(4 218)
Coûts de transaction liés aux débetures convertibles impayés	—	102
Actions ordinaires émises à la conversion de débetures convertibles	—	(40 521)
Actions ordinaires émises à l'exercice d'options sur actions	(78)	(68)
Variation des taux d'actualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	563	(888)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(3 209)	(8 172)
Immobilisation incorporelle acquise en échange d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	—	(325)
Prêts consentis à des associés en échange de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales	(27)	(133)

NOTES ANNEXES

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

c) Variations des passifs issus des activités de financement

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Dette à long terme au début de l'exercice	2 215 433	1 644 599
Augmentation de la dette à long terme	872 247	1 241 951
Remboursement de la dette à long terme	(657 207)	(665 085)
Paiement des frais de financement différés	(2 680)	(13 842)
Acquisitions d'entreprises (note 5)	178 362	—
Autres variations	5 815	4 697
Écarts de change, montant net	(5 337)	3 113
Dette à long terme à la fin de l'exercice	2 606 633	2 215 433

29. FILIALES

29.1 Informations générales sur les filiales

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales importantes de la Société à la fin de la période de présentation de l'information financière.

Nom des filiales	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 décembre 2016	31 décembre 2015
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Canada	50,01 %	50,01 %
Creek Power Inc. et ses filiales	Concevoir, construire, posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Canada	66,67 %	66,67 %
Kwoiek Creek Resources L.P. ¹	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	50,00 %	50,00 %
Ashlu Creek Investments L.P.	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	100,00 %	100,00 %
Big Silver Creek Power Limited Partnership	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	100,00 %	100,00 %
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. ²	Posséder et exploiter un parc éolien	Canada	50,00 %	50,00 %
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	Posséder et exploiter des parcs éoliens	Canada/Europe	69,55 %	— %

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans Kwoiek Creek Resources L.P.

2. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

NOTES ANNEXES

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

La Société détient des filiales dont les principales activités se résument comme suit :

Activité principale	Établissement principal	Nombre de filiales	
		31 décembre 2016	31 décembre 2015
Posséder ou exploiter des centrales hydroélectriques	Canada	41	37
	États-Unis	1	1
		42	38
Posséder ou exploiter des parcs éoliens	Canada	12	10
	Europe	9	0
		21	10
Posséder ou exploiter une installation solaire	Canada	2	2
Concevoir ou construire des centrales hydroélectriques	Canada	4	8
Gestion et autres	Canada	34	34
	États-Unis	2	2
	Europe	8	4
		44	40
		113	98

29.2 Informations détaillées sur les filiales qui ne sont pas entièrement détenues et qui affichent des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales de la Société qui ne sont pas entièrement détenues.

Nom des filiales	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par les détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		Bénéfice (perte) attribué(e) aux participations ne donnant pas le contrôle pour les exercices clos les		Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	
		31 décembre 2016	31 décembre 2015	31 décembre 2016	31 décembre 2015	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Canada	49,99 %	49,99 %	3 063	(4 141)	61 710	65 395
Creek Power Inc. et ses filiales	Canada	33,33 %	33,33 %	(1 531)	(6 369)	(22 687)	(21 116)
Kwoięk Creek Resources, L.P. ¹	Canada	50,00 %	50,00 %	(352)	(2 386)	(10 724)	(10 372)
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. ¹	Canada	50,00 %	50,00 %	(303)	(3 123)	(9 167)	(8 862)
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.	Canada	49,99 %	49,99 %	(2 144)	(2 042)	(5 562)	(3 418)
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales ²	Canada/ Europe	30,45 %	— %	(2 708)	—	779	—
Autres	Canada	Divers	Divers	55	(21)	363	280
				(3 920)	(18 082)	14 712	21 907

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans la filiale.

2. Période de 261 jours en 2016.

NOTES ANNEXES

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

Les tableaux suivants présentent un sommaire de l'information financière relative à chaque filiale de la Société affichant des participations ne donnant pas le contrôle significatives. Le sommaire de l'information financière ci-dessous présente les montants avant les ajustements de consolidation.

Harrison Hydro L.P. et ses filiales

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	22 416	16 930
Actifs non courants	615 937	631 521
	638 353	648 451
Passifs courants	17 847	15 653
Passifs non courants	458 037	461 810
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	100 759	105 593
Participations ne donnant pas le contrôle	61 710	65 395
	638 353	648 451

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	60 039	42 452
Charges	55 057	51 880
Bénéfice net (perte nette) et résultat global	4 982	(9 428)
Bénéfice net (perte nette) et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	1 919	(5 287)
Participations ne donnant pas le contrôle	3 063	(4 141)
	4 982	(9 428)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités d'exploitation	29 458	12 377
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités de financement	(22 581)	(23 738)
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(98)	(527)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	6 779	(11 888)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	6 748	7 448

NOTES ANNEXES

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

Creek Power Inc. et ses filiales

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	82 759	182 681
Actifs non courants	492 414	342 038
	575 173	524 719
Passifs courants	48 853	59 716
Passifs non courants	605 658	539 660
Déficit attribuable aux propriétaires	(56 651)	(53 541)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(22 687)	(21 116)
	575 173	524 719
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Produits	3 413	3 135
Charges	7 972	22 212
Perte nette	(4 559)	(19 077)
Autres éléments du résultat global	26	147
Total du résultat global	(4 533)	(18 930)
Perte nette attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(3 028)	(12 708)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 531)	(6 369)
	(4 559)	(19 077)
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(3 011)	(12 610)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 522)	(6 320)
	(4 533)	(18 930)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Entrées (sorties) nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	92	(67 876)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	44 774	373 861
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(44 283)	(310 482)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	583	(4 497)

NOTES ANNEXES

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

Kwoiek Creek Resources L.P.

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	8 949	6 946
Actifs non courants	175 049	177 836
	183 998	184 782
Passifs courants		
Passifs courants	9 964	8 599
Passifs non courants	194 985	196 430
Déficit attribuable aux propriétaires	(10 227)	(9 875)
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(10 724)	(10 372)
	183 998	184 782
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	19 840	18 553
Charges	20 544	22 886
Perte nette et résultat global	(704)	(4 333)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(352)	(1 947)
Participations ne donnant pas le contrôle	(352)	(2 386)
	(704)	(4 333)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Entrées (sorties) nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	1 967	(13 990)
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités de financement	—	(57)
(Sorties) entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	(113)	18 562
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 854	4 515

NOTES ANNEXES

(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.

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	64 843	97 923
Actifs non courants	294 918	100 966
	359 761	198 889
Passifs courants	59 360	6 535
Passifs non courants	264 582	155 434
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	44 986	45 302
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(9 167)	(8 382)
	359 761	198 889
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Produits	1 024	—
Charges	2 121	9 992
Perte nette	(1 097)	(9 992)
Autres éléments du résultat global	(1 643)	(1 639)
Total du résultat global	(2 740)	(11 631)
Perte nette attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(794)	(6 869)
Participations ne donnant pas le contrôle	(303)	(3 123)
	(1 097)	(9 992)
Total du résultat global attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	(1 955)	(8 028)
Participations ne donnant pas le contrôle	(785)	(3 603)
	(2 740)	(11 631)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'exploitation	(54 473)	(34 458)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	124 368	208 758
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(63 787)	(174 293)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	6 108	7

NOTES ANNEXES

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

Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	2 344	1 476
Actifs non courants	132 351	134 873
	134 695	136 349
Sommaire des états de la situation financière		
Passifs courants	8 654	6 148
Passifs non courants	120 681	120 552
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	10 922	13 067
Déficit attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(5 562)	(3 418)
	134 695	136 349
Sommaire des états de la situation financière		
	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	10 666	10 562
Charges	14 955	14 648
Perte nette et résultat global	(4 289)	(4 086)
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(2 145)	(2 044)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 144)	(2 042)
	(4 289)	(4 086)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités d'exploitation	3 149	3 026
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités de financement	(2 605)	(2 308)
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(441)	(666)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	103	52

NOTES ANNEXES

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

Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales

La Société détenait la totalité des parts participantes de Société en commandite Innergex Europe (2015), laquelle a été formée pour l'acquisition, le 15 avril 2016, de sept parcs éoliens en exploitation situés en France.

Le 10 juin 2016, Desjardins a souscrit un montant de 38 357 \$ en contrepartie de 30,45 % des parts ordinaires et d'une débenture de 31 965 \$ émise par Société en commandite Innergex Europe (2015). Un placement additionnel de 9 397 \$, incluant une débenture de 6 224 \$, a été effectué par Desjardins à la conclusion de l'acquisition des deux parcs éoliens le 22 décembre 2016.

Au 31 décembre 2016	
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	19 036
Actifs non courants	325 310
	344 346
Passifs courants	32 475
Passifs non courants	316 508
Déficit attribuable aux propriétaires	(5 416)
Participations ne donnant pas le contrôle	779
	344 346

Période de 261 jours close le 31 décembre 2016	
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global	
Produits	9 836
Charges ¹	21 145
Perte nette	(11 309)
Autres éléments du résultat global	(799)
Total du résultat global	(12 108)
Perte nette attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(8 601)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 708)
	(11 309)
Total du résultat global attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	(9 157)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 951)
	(12 108)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie	
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'exploitation	(17 443)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	121 132
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(100 504)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	3 185
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	640

1. Les charges comprennent des coûts d'acquisition de 1 679 \$, des intérêts de 1 470 \$ à payer à Desjardins au titre de la débenture de 38 189 \$, un montant de 4 265 \$ relatif au rendement privilégié à payer à Innergex au titre des parts privilégiées de 87 227 \$ et des intérêts de 603 \$ à payer à Innergex au titre d'un crédit-relais temporaire. Compte tenu de ces éléments, la perte nette se serait chiffrée à 3 292 \$. Les charges comprennent aussi des charges sans effet sur la trésorerie, comme des amortissements, s'élevant à un montant total de 9 805 \$.

NOTES ANNEXES

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

29.3 Soutien financier à des entités structurées

Kwoiek Creek Resources L.P.

En se fondant sur les accords contractuels conclus entre la Société et l'autre associé, la Société est arrivée à la conclusion qu'elle contrôle Kwoiek Creek Resources L.P.

La Société a investi un montant de 39 752 \$ dans des parts privilégiées de Kwoiek Creek Resources L.P. Cet investissement fournit à la Société des distributions privilégiées.

Kwoiek Creek Resources Inc., l'autre associé, a investi un montant de 3 662 \$ sous forme de dette subordonnée de Kwoiek Creek Resources L.P.

Les intérêts ou les distributions sur le total de la dette subordonnée et des parts privilégiées seront payables annuellement sous réserve de la disponibilité de produits bruts. Les intérêts ou les distributions sur les parts privilégiées doivent être payés avant de procéder à toute distribution sur les parts ordinaires.

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

Selon les accords contractuels conclus entre la Société et l'autre associé, 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 Mawiom Resources L.P., l'autre associé, au financement par capitaux propres peut atteindre un montant maximal de 2 300 \$.

La Société a investi un montant total de 63 315 \$ en parts privilégiées de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. Cet investissement fournit à la Société des distributions privilégiées. L'associé Mi'gmaq a investi un montant total de 2 300 \$ dans des parts privilégiées de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

Les distributions sur les parts privilégiées seront 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.

30. ENTREPRISES COMMUNES

Nom des entités	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 décembre 2016	31 décembre 2015
Innergex AAV, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex BDS, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex CAR, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex GM, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex MS, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Autres	Exploiter des parcs éoliens	Québec	50 %	50 %

1. Chaque société en commandite détient une participation de 38 % dans les actifs, les passifs, les produits et les charges ainsi que 50 % des droits de vote des entreprises communes.

NOTES ANNEXES

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

31. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

32. INSTRUMENTS FINANCIERS

a) Informations à fournir à l'égard de la juste valeur

Des estimations de la juste valeur sont effectuées à des moments bien précis, à l'aide des renseignements disponibles au sujet de l'instrument financier visé. Étant subjectives de nature, ces estimations peuvent rarement être établies avec précision.

Au 31 décembre 2016, la Société a déterminé que la valeur comptable de ses actifs et de ses passifs financiers courants s'approchait de leur juste valeur en raison de la nature à court terme de ces instruments.

Au 31 décembre 2016, la Société a déterminé que la valeur comptable de ses placements à court terme et de ses titres garantis par le gouvernement inclus dans les comptes de réserve s'approchait de leur juste valeur en raison de la nature à court terme de ces instruments.

La juste valeur de chaque instrument d'emprunt est estimée au moyen de pratiques standards du secteur financier conformément auxquelles les flux de trésorerie futurs prévus sont actualisés à des taux d'actualisation calculés selon le taux d'intérêt et les conditions de crédit en vigueur sur les marchés financiers à la date d'évaluation. En ce qui concerne plus particulièrement les instruments à taux fixe, les flux de trésorerie contractuels sont actualisés à un taux de rendement à l'échéance approprié. En ce qui concerne les instruments à taux variable, les taux d'intérêt contractuels futurs prévus représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice des taux d'intérêt de référence et de la marge cotée de l'instrument, tandis que les taux d'actualisation représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice de référence et d'une marge d'escompte appropriée. Les taux de rendement à l'échéance appropriés et les marges d'escompte sont estimés au moyen des cours ou des prix indicatifs disponibles des instruments d'emprunt individuels ou des indices dont le crédit est réputé comparable aux instruments d'emprunt sous évaluation.

Quant à elle, la valeur comptable des dettes à long terme à taux variable est inférieure d'environ 77 774 \$ à leur juste valeur estimative selon la courbe des taux de swap au 31 décembre 2016. La valeur comptable des dettes à taux fixe, des obligations et des débentures est inférieure d'environ 112 489 \$ à leur juste valeur de marché estimative selon la courbe des taux de swap au 31 décembre 2016. Tous les éléments susmentionnés sont estimés au moyen de techniques d'évaluation de niveau 2.

Les actifs ou passifs financiers qui sont évalués à la juste valeur sont des instruments financiers dérivés qui sont classés au niveau 3 dans le cas des clauses au titre de l'inflation des CAE, et au niveau 2 dans le cas des swaps de taux d'intérêt et de contrats de change à terme.

b) Risque de taux d'intérêt

La Société a contracté des dettes à taux fixe ou conclu des ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme sans recours. Elle a aussi recours à des ententes de couverture sur une partie de sa facilité de crédit rotatif.

Faisant partie de l'acquisition des parcs éoliens en France effectuée au cours de 2016, le parc éolien Cholletz détient un swap de taux d'intérêt d'une valeur nominale de 10 400 € qui viendra à échéance en 2030 à un taux moyen pondéré de 2,64 % afin de gérer les risques relatifs à sa dette à long terme.

Les instruments de couverture du taux d'intérêt et les risques connexes sont décrits en détail à la note 10.

NOTES ANNEXES

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

c) Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la possibilité que des pertes soient subies du fait qu'une partie ne respecte pas les modalités contractuelles.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont principalement détenus auprès d'importantes institutions financières canadiennes et, dans une moindre mesure, d'importantes institutions financières américaines et européennes.

Les instruments financiers dérivés et les risques connexes sont décrits en détail à la note 10.

Les débiteurs ainsi que les risques connexes sont décrits en détail à la note 16.

Les comptes de réserve et les risques connexes sont décrits en détail à la note 17.

d) Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société à effectuer les paiements des passifs au fur et à mesure qu'ils deviennent exigibles. Certaines clauses restrictives des contrats d'emprunt à long terme pourraient également empêcher la Société de rapatrier les fonds provenant de certaines filiales.

Des options de résiliation anticipée sont intégrées à certains instruments de couverture. L'exercice de telles options pourrait exposer la Société à un risque de liquidité. Si une option de résiliation anticipée devait être exercée, la perte réalisée présumée serait contrebalancée par les économies réalisées sur les charges futures, puisqu'une valeur négative découlerait d'un environnement où les taux réels sont plus favorables que les taux incorporés au swap.

La Société avait un fonds de roulement positif de 31 859 \$ au 31 décembre 2016 (fonds de roulement positif de 212 177 \$ en 2015). Si nécessaire, la Société peut utiliser sa facilité de crédit rotatif, tel qu'il est décrit à la note 23 a), dont un montant de 185 313 \$ était disponible au 31 décembre 2016 (180 359 \$ en 2015). En outre, advenant une baisse des produits en raison de la diminution de la production ou de bris de matériel importants, la Société possède des comptes de réserve (tel qu'il est décrit à la note 17) et est couverte par des régimes d'assurance. Par conséquent, la Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour répondre à tous ses besoins.

Le tableau suivant présente les échéances des passifs financiers.

	Moins de trois mois	Entre trois mois et un an	Entre un an et cinq ans
Dividendes à verser aux actionnaires	18 795	—	
Fournisseurs et autres crédateurs	27 003	58 847	
Impôt à payer	—	1 292	
Tranche à court terme des instruments financiers dérivés	3 684	10 857	
Tranche à court terme de la dette à long terme	14 944	84 453	
Tranche à court terme des autres passifs	246	249	
Instruments financiers dérivés			31 670
Montants courus liés à l'acquisition d'actifs non courants			37 401
Dette à long terme			442 732
Autres passifs			3 333
Composante passif des débetures convertibles			94 840
Total	64 672	155 698	609 976

Les échéances sont déterminées en fonction des périodes prévues pour les paiements.

NOTES ANNEXES

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

e) Risque de marché

Le risque de marché est lié aux fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs d'un instrument financier en raison de variations des cours du marché. Le risque de marché inclut le risque de change et le risque de taux d'intérêt, décrits sous des rubriques distinctes, et les autres risques de prix.

La vente d'électricité fait l'objet d'ententes à long terme dans le cadre desquelles les preneurs sont liés par des contrats d'achat ferme de la production totale, jusqu'à concurrence de certains plafonds annuels. Les clauses d'inflation des prix de vente de l'électricité permettent normalement à la Société de couvrir ses augmentations de charges d'exploitation variables. Les clauses d'inflation incluses dans certains des contrats d'achat d'électricité conclus avec Hydro-Québec prescrivent un taux maximal de 6 % par année.

f) Risque de change

Le risque de change est lié aux fluctuations du dollar américain et de l'euro par rapport au dollar canadien.

La Société a des filiales en Europe dont les produits, déduction faite des charges qu'elles engagent, sont rapatriés au Canada. Les contrats de change à terme de la Société sont libellés en euros et en dollars. Les fonds rapatriés qui ne sont pas utilisés aux fins du service des contrats de change à terme libellés en euros et en dollars sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de conversion. Le risque net de la Société est estimé à 81 \$ pour chaque hausse de 1 % de la valeur du dollar canadien par rapport à l'euro. La Société utilise une tranche de ses contrats de change à terme libellés en euros pour couvrir son investissement dans ses filiales, tel qu'il est décrit à la note 10.

La Société possède des filiales aux États-Unis. Les produits générés par ces filiales, déduction faite des charges qu'elles engagent, sont rapatriés au Canada. Une tranche de la dette de la Société est libellée en dollars américains. Les fonds rapatriés qui ne sont pas utilisés aux fins du service de la dette libellée en dollars américains sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de conversion. Le risque net de la Société est estimé à 13 \$ pour chaque hausse de 1 % de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain. La Société utilise une tranche de sa dette libellée en dollars américains pour couvrir son investissement dans ses filiales, tel qu'il est décrit à la note 10.

33. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Outre les engagements de la coentreprise présentés à la note 9, la Société a conclu les transactions suivantes :

a) Contrats d'achat d'électricité

Installations du Québec

Aux termes des CAE, dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à expiration entre 2017 et 2036, Hydro-Québec a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations et les parcs éoliens situés dans la province de Québec. Certaines installations sont tenues de fournir une quantité maximale et une quantité minimale convenues d'électricité au cours de chacune des périodes de 12 mois consécutifs. La majorité des centrales hydroélectriques peuvent renouveler leurs CAE pour des périodes identiques.

En 2016, le total des produits provenant d'Hydro-Québec s'est élevé à 102 935 \$ (104 110 \$ en 2015), ce qui représente 35 % des produits de la Société (42 % en 2015). La Société dépend d'Hydro-Québec, du point de vue économique, étant donné l'importance des produits qu'elle en retire.

Installations de la Colombie-Britannique

Aux termes des CAE, dont les durées varient de 20 à 40 ans et qui viennent à expiration entre 2017 et 2056, British Columbia Hydro and Power Authority a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées dans la province de la Colombie-Britannique.

En 2016, le total des produits provenant de British Columbia Hydro and Power Authority s'est élevé à 139 012 \$ (104 293 \$ en 2015), ce qui représente 47 % des produits de la Société (42 % en 2015). La Société dépend de

NOTES ANNEXES

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

British Columbia Hydro and Power Authority, du point de vue économique, étant donné l'importance des produits qu'elle en retire.

Installations de l'Ontario

Aux termes des CAE, dont les durées varient de 20 à 30 ans et qui viennent à expiration entre 2025 et 2032, Hydro One Inc. et ses sociétés affiliées ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées en Ontario.

Le total des produits provenant des installations de l'Ontario s'est élevé à 21 250 \$ (21 228 \$ en 2015), ce qui représente 7 % des produits de la Société (9 % en 2015).

Installations de l'Europe

Aux termes des CAE, dont les durées varient de 15 à 17 ans et qui viennent à expiration entre 2024 et 2031, Électricité de France et S.I.C.A.E Oise ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées en France.

Le total des produits provenant d'Électricité de France et de S.I.C.A.E Oise s'est élevé à 9 836 \$ en 2016 (néant en 2015), ce qui représente 3 % des produits de la Société (néant en 2015).

Installation de l'Idaho

Aux termes d'un CAE, d'une durée de 35 ans qui vient à expiration en 2030, Idaho Power Company a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par Horseshoe Bend Hydroelectric Corporation.

Le total des produits provenant d'Idaho Power Company s'est élevé à 4 226 \$ en 2016 (3 826 \$ en 2015), ce qui représente 1 % des produits de la Société (2 % en 2015).

b) Autres engagements

i) Centrales hydroélectriques

La Société et ses filiales ont conclu des contrats de redevances et d'autres engagements à l'égard de municipalités environnantes, de propriétaires de terrains et de l'exploitation des centrales hydroélectriques.

Centrale d'Ashlu Creek

La participation dans les actifs du projet sera cédée à une Première Nation en 2049 pour une contrepartie financière symbolique.

Centrale de Boulder Creek

Boulder Creek LP a conclu plusieurs contrats pour la construction d'une centrale hydroélectrique.

Entente de partenariat

Quarante pour cent de la participation de la Société dans le projet sera cédée à l'associé, une Première Nation, 40 ans après le commencement de la livraison.

Installation de Glen Miller

Glen Miller Power, Limited Partnership a conclu un contrat de location de 30 ans se terminant en décembre 2035, à l'égard de l'emplacement en exploitation commerciale. Le contrat de location comporte une option de prolongation de 15 ans selon des modalités à négocier.

Glen Miller Power, Limited Partnership s'est engagée à rendre l'installation au locateur de l'emplacement, à la fin du contrat de location, sans contrepartie.

NOTES ANNEXES

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

Harrison Hydro L.P.

La participation dans Douglas Creek Project L.P. et dans Tipella Creek Project L.P. sera cédée à une Première Nation en 2069, sans contrepartie financière.

Centrale de Kwoiek Creek

La propriété du projet par la Société sera transférée en 2054 à l'associé, une Première Nation, sans contrepartie financière. Par la suite, la Société recevra une redevance fondée sur un pourcentage des produits bruts, déduction faite des coûts d'exploitation.

Installation de Rutherford Creek

Rutherford L.P. a convenu de verser un certain montant aux anciens propriétaires après l'expiration du CAE de Rutherford Creek en 2024. Ce montant est fonction de la différence entre le prix de vente d'électricité alors en vigueur et le dernier prix de vente d'électricité aux termes du contrat, ajusté chaque année après la fin de ce contrat à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC au cours des 12 derniers mois. Ce montant correspondra à 35 % des produits bruts attribuables à cette différence, pour la période de 20 ans suivant l'expiration du contrat d'achat d'électricité. La portion du paiement correspondra à 30 % des produits bruts attribuables à cette différence après la période de 20 ans. Cette obligation est garantie par la centrale de Rutherford L.P., mais subordonnée à l'emprunt à terme décrit à la note 23 i).

Centrale de Tretheway

Cinquante pour cent de la participation de la Société sera cédée à une Première Nation en 2055, sans contrepartie financière.

Centrale d'Upper Lillooet

Upper Lillooet River LP a conclu plusieurs contrats pour la construction d'une centrale hydroélectrique.

Entente de partenariat

Quarante pour cent de la participation de la Société dans le projet sera cédée à l'associé, une Première Nation, 40 ans après le commencement de la livraison.

ii) Parcs éoliens

La Société et ses filiales ont conclu des contrats de redevances et d'autres engagements liés à des montants à mettre de côté pour le démantèlement des composantes des parcs éoliens, ainsi que des engagements envers certaines municipalités environnantes, envers des propriétaires de terrains et à l'égard de l'exploitation des parcs éoliens.

Europe

Les filiales françaises ont conclu des engagements qui se rapportent à des baux fonciers et à des contrats d'entretien et de gestion relatifs à l'exploitation des parcs éoliens.

iii) Stardale Solar L.P.

Stardale Solar L.P. a conclu un contrat d'exploitation et d'entretien du parc solaire.

iv) Contrats de location simple

La Société s'est engagée en vertu de contrats de location simple à long terme qui arriveront à expiration entre 2017 et 2028.

NOTES ANNEXES

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

c) Sommaire des engagements

Au 31 décembre 2016, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Année du paiement prévu	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
2017	1 576	8 603	333	15 096	25 608
2018	1 108	8 835	—	1 317	11 260
2019	971	9 723	—	1 185	11 879
2020	1 005	9 881	—	1 160	12 046
2021	911	9 968	—	1 155	12 034
Par la suite	21 892	94 418	—	7 388	123 698
Total	27 463	141 428	333	27 301	196 525

d) Éventualités

La Société est assujettie à diverses réclamations qui surviennent dans le cours normal des activités. La direction estime que des provisions suffisantes ont été constituées dans les comptes. Bien qu'il soit impossible d'estimer l'importance des coûts et des pertes éventuels, le cas échéant, la direction estime que le dénouement de ces éventualités n'aura aucune incidence défavorable sur la situation financière de la Société.

34. INFORMATIONS À FOURNIR CONCERNANT LE CAPITAL

La stratégie de la Société relativement à la gestion de son capital consiste i) à aménager ou à acquérir des installations de production d'énergie de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi et ii) à distribuer des dividendes stables.

La Société compte atteindre ses objectifs :

- en préservant la capacité de production et en améliorant l'exploitation de ses centrales hydroélectriques, de ses parcs éoliens et de son installation solaire;
- en acquérant et en aménageant de nouvelles installations de production d'énergie.

La Société maintient sa capacité de production en investissant les liquidités nécessaires pour entretenir et constamment mettre à niveau son matériel. La Société investit également chaque année dans une réserve pour travaux d'entretien majeurs afin de financer tout travail d'entretien important des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens ou de l'installation solaire qui pourrait être nécessaire pour préserver la capacité de production de la Société.

La Société détermine le montant du capital requis, et sa répartition entre la dette et les capitaux propres, aux fins de l'acquisition et de l'aménagement de nouvelles installations de production d'électricité en fonction des caractéristiques propres en matière de stabilité et de croissance de chacune des installations. Cette détermination vise à assurer la distribution d'un dividende stable tout en maintenant un niveau d'endettement acceptable.

La Société détient une réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne. Cette réserve pourrait être utilisée dans le cas où l'encaisse distribuable nette pour n'importe quelle année serait moins élevée que prévu en raison des fluctuations normales en matière d'hydrologie ou de régime de vent, ou encore en raison d'autres facteurs imprévus.

Le capital de la Société est composé de la dette à long terme, de débentures convertibles et de capitaux propres. Le total du capital s'élevait à 3 186 705 \$ à la fin de l'exercice.

Les capitaux propres de la Société servent principalement à financer le développement de projets. La Société a recours à la dette à long terme pour financer la construction de ses installations. Elle prévoit financer de 70 % à 85 % de ses coûts de construction principalement au moyen de financement par emprunt à long terme sans recours.

NOTES ANNEXES

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

Le développement et la construction de nouvelles installations, le développement de projets, les charges liées aux projets potentiels et les autres dépenses d'investissement seront financés au moyen des fonds provenant de l'exploitation des installations de la Société, des emprunts et/ou de l'émission d'actions additionnelles. Si les sources de capital externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'investir les capitaux nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes sera compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables afin de financer le développement ou l'expansion.

En vertu des modalités de la facilité de crédit rotatif décrites à la note 23 a), la Société a besoin de maintenir un ratio de levier financier et un ratio de couverture des intérêts. Si les ratios ne sont pas atteints, le prêteur a la capacité de rappeler la facilité.

En ce qui concerne le financement sans recours propre à des projets précis, certaines filiales de la Société doivent maintenir un ratio de couverture de la dette minimal. Si les ratios du financement d'un projet en particulier ne sont pas atteints, les prêteurs pourraient rappeler ce prêt. Certaines clauses financières restrictives pourraient également empêcher les filiales de verser des distributions à la Société.

Toutes les clauses restrictives sont revues sur une base régulière par la Société. Au cours de l'exercice, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières liées à leurs conventions de crédit.

Les objectifs, les politiques et les procédures en matière de gestion de capital de la Société visent à assurer la stabilité et la durabilité du dividende à payer à ses actionnaires et le développement ou l'acquisition d'installations de production d'énergie. Les objectifs étaient identiques pour les exercices précédents.

35. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société détenait des participations dans 28 centrales hydroélectriques, sept parcs éoliens et une installation solaire au Canada, dans neuf parcs éoliens en France ainsi que dans une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Le tableau suivant présente des détails à l'égard des trois principaux secteurs géographiques dans lesquels la Société exerce ses activités.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015
Produits		
Canada	278 723	243 043
Europe	9 836	—
États-Unis	4 226	3 826
	292 785	246 869

	Au 31 décembre 2016	Au 31 décembre 2015
	Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers et des actifs d'impôt différé	
Canada	3 005 720	2 704 788
Europe	318 924	—
États-Unis	7 365	8 043
	3 332 009	2 712 831

NOTES ANNEXES

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

Principaux clients

Les principaux clients sont des clients externes dont les transactions avec la Société représentent 10 % ou plus des produits annuels de la Société. La Société a identifié deux principaux clients. Les ventes de la Société à ces principaux clients sont les suivantes :

Principaux clients	Secteur	Exercices clos les 31 décembre	
		2016	2015
British Columbia Hydro and Power Authority	Production hydroélectrique	139 012	104 293
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	102 935	104 110
		241 947	208 403

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 centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et son installation 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 centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des installations solaires jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles décrites dans les principales méthodes comptables. La Société évalue le rendement en fonction du résultat avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, perte de valeur des frais de développement de projets, montant net des autres (produits) charges, quote-part (du bénéficiaire) de la perte des coentreprises et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers. 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

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

Exercice clos le 31 décembre 2016					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	211 881	63 238	17 666	—	292 785
Charges :					
Charges d'exploitation	37 197	13 515	757	—	51 469
Frais généraux et administratifs	8 459	4 090	152	2 344	15 045
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	10 288	10 288
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers	166 225	45 633	16 757	(12 632)	215 983
Charges financières					95 254
Autres charges, montant net					265
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					120 464
Amortissement des immobilisations corporelles					61 722
Amortissement des immobilisations incorporelles					28 581
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(2 526)
Profit net latent sur instruments financiers					(4 292)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					36 979

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

NOTES ANNEXES

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

Exercice clos le 31 décembre 2015					
Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	173 567	56 691	16 611	—	246 869
Charges :					
Charges d'exploitation	30 696	9 512	730	—	40 938
Frais généraux et administratifs	7 747	3 497	153	2 791	14 188
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	8 005	8 005
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, perte de valeur des frais de développement de projets, montant net des autres charges, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers	135 124	43 682	15 728	(10 796)	183 738
Charges financières					83 130
Autres charges, montant net					116 764
Perte avant impôt sur le résultat, amortissements, perte de valeur des frais de développement de projets, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers					(16 156)
Amortissement des immobilisations corporelles					53 261
Amortissement des immobilisations incorporelles					22 217
Perte de valeur des frais de développement de projets					51 719
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(1 562)
Profit net latent sur instruments financiers					(81 368)
Perte avant impôt sur le résultat					(60 423)

Au 31 décembre 2015					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 806 873	332 698	114 543	874 189	3 128 303
Total du passif	1 344 518	213 415	107 641	991 172	2 656 746
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	4 051	871	81	299 549	304 552

NOTES ANNEXES

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

36. 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 (\$)
23/02/2017	31/03/2017	17/04/2017	0,1650	0,2255	0,359375

b) Big Silver Creek

Le 31 janvier 2017, le prêt de construction à terme de Big Silver a été converti en un emprunt à terme d'une durée de 39,5 ans. Se reporter à la note 23 aa), *Dettes à long terme*.

c) Financement de deux des filiales françaises

Le 10 février 2017, deux des filiales françaises ont conclu un financement sous forme de dette subordonnée de 8 500 € avec un fonds d'infrastructures français. L'emprunt subordonné porte intérêt à un taux de 7,25 %, a une durée de huit ans et exige le remboursement du capital à l'échéance.

d) Facilité de crédit rotatif

Le 21 février 2017, la Société a signé la cinquième entente de crédit modifiée et mise à jour liée à sa facilité de crédit rotatif existante de 425 000 \$. Ces modifications procurent une souplesse accrue à la Société en lui permettant d'emprunter en euros par l'intermédiaire de prêts portant intérêt au taux EURIBOR. De plus, la Société a prorogé sa facilité de crédit rotatif de 2020 à 2021 (à l'exception du prêteur d'un montant de 42 500 \$, dont l'échéance de l'engagement demeure 2020) afin d'accroître sa souplesse financière. En outre, une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 30 000 \$, garantie par Exportation et développement Canada, a été ajoutée et sera mise en place.

e) Acquisition d'Yonne

Le 21 février 2017, la Société et Desjardins ont complété l'acquisition du parc éolien Yonne, une installation de 44 MW dont la mise en service a débuté au quatrième trimestre 2016 et a été complétée à la fin janvier 2017, dans le cadre de l'acquisition des projets français d'énergie éolienne conclue en avril 2016. L'électricité produite par Yonne est vendue aux termes d'un contrat d'achat d'électricité, à un prix fixe, pour une durée initiale de 15 ans, à Électricité de France. Le montant total du prix d'achat s'élevait à 35 184 € (ou 48 983 \$), sous réserve de certains ajustements. Un dépôt de 10 000 € (ou 13 922 \$) a déjà été donné par la Société. Le financement du projet de 59 464 € (qui correspond à 82 786 \$), qui est déjà en place, sera maintenu au niveau du projet acquis. La Société réduit son exposition à la variation des taux de change au moyen d'instruments de couverture de change à long terme. Innergex détient une participation de 69,55 % dans le parc éolien, et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins détient la participation restante de 30,45 %.

RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

INSCRIPTION BOURSIÈRE

Les titres de la Société sont inscrits à la Bourse de Toronto (« TSX »).

SYMBÔLE TSX	
Actions ordinaires	INE
Actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A (« Actions privilégiées de série A »)	INE.PR.A
Actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif, série C (« Actions privilégiées de série C »)	INE.PR.C
Débetures subordonnées non garanties convertibles à 4,25 % (« Débetures convertibles »)	INE.DB.A

La Société fait partie des indices boursiers suivants :

- l'indice composé S&P/TSX,
- l'indice composé de dividendes S&P/TSX,
- l'indice composé à dividendes élevés S&P/TSX,
- l'indice complémentaire S&P/TSX et
- l'indice des énergies renouvelables et des technologies propres S&P/TSX.

ACTIONS ORDINAIRES (TSX : INE)

Innergex énergie renouvelable inc. avait 108 181 592 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 14,03 \$ l'action, au 31 décembre 2016. Les actions de la Société se négocient à la Bourse de Toronto.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE A (TSX : INE.PR.A)

Innergex énergie renouvelable inc. a 3 400 000 actions privilégiées de série A en circulation, d'une valeur nominale de 25 \$ et versant un dividende privilégié annuel au comptant de 0,902 \$ l'action, payable trimestriellement le 15^e jour de janvier, avril, juillet et octobre. Les actions privilégiées de série A ne sont pas rachetables par la Société avant le 15 janvier 2021.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE C (TSX : INE.PR.C)

Innergex énergie renouvelable inc. a 2 000 000 actions privilégiées de série C en circulation, d'une valeur nominale de 25 \$ et versant un dividende à taux fixe privilégié annuel au comptant de 1,4375 \$ l'action, payable trimestriellement le 15^e jour de janvier, avril, juillet et octobre. Les actions privilégiées de série C ne sont pas rachetables par la Société avant le 15 janvier 2018.

DÉBETURES CONVERTIBLES (TSX : INE.DB.A)

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures convertibles d'un capital global de 100,0 millions \$, portant intérêt au taux de 4,25 % et payable semestriellement le 28 février et le 31 août de chaque année, à compter du 28 février 2016. Les débetures seront convertibles au gré du porteur, en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 15,00 \$ l'action, soit un taux de conversion de 66,667 actions ordinaires par tranche de

capital de 1 000 \$ de débetures. Les débetures viendront à échéance le 31 août 2020 et ne pourront pas être rachetées au gré de la Société avant le 31 août 2018, sauf dans certaines circonstances limitées. Les débetures convertibles sont subordonnées à tous les autres titres de créance de la Société.

NOTES DE CRÉDIT

	STANDARD & POOR'S
Innergex énergie renouvelable inc.	BBB
Actions privilégiées de série A	P-3
Actions privilégiées de série C	P-3

AGENT DE TRANSFERT ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

Pour toute demande de renseignements concernant les certificats d'actions, le paiement de dividendes, un changement d'adresse, ou la livraison électronique de documents destinés aux actionnaires (tels que les rapports trimestriels et annuels et la circulaire de la direction), veuillez communiquer avec notre agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres :

Services aux investisseurs Computershare inc.

1500, boul. Robert-Bourassa, bureau 700
Montréal QC Canada H3A 3S8
Téléphone : 1 800-564-6253 ou 514 982-7555
Courriel : service@computershare.com
Site web : computershare.com

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DE DIVIDENDES (RRD)

Innergex énergie renouvelable inc. offre un régime de réinvestissement de dividendes (RRD) à l'intention de ses actionnaires d'actions ordinaires. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquiescer 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 innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare du Canada, l'agent responsable du régime. Veuillez noter que, si vous souhaitez adhérer au RRD mais détenez vos actions par l'entremise d'un courtier ou d'une institution financière, vous devez communiquer avec cet intermédiaire et lui demander d'adhérer au RRD en votre nom.

AUDITEUR INDÉPENDANT

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

POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES SUR LES ACTIONS ORDINAIRES ET HISTORIQUE DES PAIEMENTS

La Société a versé un dividende annuel de 0,64 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement¹. La politique de dividende de la Société est déterminée par son conseil d'administration et se fonde sur les résultats opérationnels, les flux de trésorerie et le

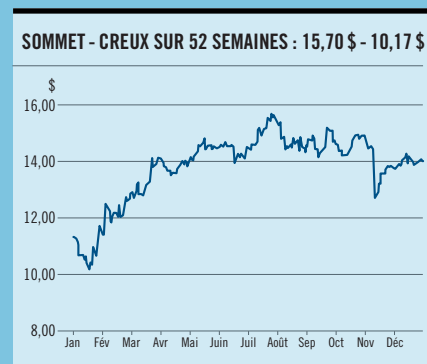
bilan financier de la Société, les clauses restrictives de ses dettes, ses perspectives de croissance à long terme, les critères de solvabilité imposés par les lois sur les sociétés aux fins de la déclaration de dividendes, et autres critères importants.

HISTORIQUE DE PAIEMENTS	2016	2015	2014
Premier trimestre	0,160 \$	0,155 \$	0,150 \$
Deuxième trimestre	0,160 \$	0,155 \$	0,150 \$
Troisième trimestre	0,160 \$	0,155 \$	0,150 \$
Quatrième trimestre	0,160 \$	0,155 \$	0,150 \$
	0,640 \$	0,620 \$	0,600 \$

¹ Le 23 février 2017, le conseil d'administration a annoncé une augmentation de 0,02 \$ du dividende annuel que la Société a l'intention de verser à ses actionnaires d'actions ordinaires, passant de 0,64 \$ à 0,66 \$ annuellement par action ordinaire, payable trimestriellement.

PRIX DE L'ACTION :

1^{er} JANVIER - 31 DÉCEMBRE 2016



ASSEMBLÉE ANNUELLE DES ACTIONNAIRES

L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu : le mardi 9 mai 2017, à 16 h (HAE) au Club St-James 1145 avenue Union, Montréal (Québec) H3B 3C2

L'Avis de convocation à l'assemblée annuelle des actionnaires et la Circulaire d'information de la direction – sollicitation des procurations d'Innergex énergie renouvelable inc. seront disponibles au plus tard le 11 avril 2017 sur la page Investisseurs de notre site Web. Des copies papier peuvent être fournies sur demande.

RELATIONS AVEC LES INVESTISSEURS

Pour toute demande de renseignements financiers, de mises à jour concernant la Société, de communiqués de presse récents et de présentations, veuillez contacter :

Karine Vachon

Directrice – Communications

Tél. : 450 928-2550, poste 222 / kvachon@innergex.com

Ou visitez le innergex.com.

This document is available in English.

For an electronic version, please visit our website at innergex.com.

For hard copies, please contact info@innergex.com.



INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

Bureau de Longueuil : 1111, rue Saint-Charles Ouest, Tour Est, bureau 1255
Longueuil (Québec) Canada J4K 5G4

Bureau de Vancouver : 666, rue Burrard - Park Place, bureau 200
Vancouver (Colombie-Britannique) Canada V6C 2X8

innergex.com

info@innergex.com

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

