

EN REVUE

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC. REVUE ANNUELLE

INNERGEX

ÉDITION **2014**

AU CŒUR D'UNE VISION DURABLE DU DÉVELOPPEMENT ÉNERGÉTIQUE

Innergex célèbre ses 25 ans en soulignant
les grandes étapes de son histoire.

4

RELEVER LE DÉFI DE LA CROISSANCE

Michel Letellier, président et chef
de la direction d'Innergex, donne le
coup d'envoi du prochain chapitre
de l'histoire de la Société.

12

NOTRE PORTEFEUILLE D'ACTIFS

Diversifié. Équilibré.
Et porteur de croissance
pour les investisseurs.

18

L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE AU QUOTIDIEN

Le facteur humain
est un élément central
dans nos projets.

22

25 DURABLE
par NATURE
ANS



MISE EN GARDE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, ce document 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: « approximativement », « pourrait », « devrait », « fera », « pouvoir », « estimer », « anticiper », « planifier », « prévoir », « perspectives », « intention » ou « croit », ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les projections ou attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent document. INFORMATION FINANCIÈRE PROSPECTIVE: l'information prospective comprend l'information financière prospective ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production, les produits et le BAIIA ajusté prévus, les financements liés aux projets ou les coûts de projets estimés, ainsi que les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution prévus, afin d'informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, d'acquisitions récemment annoncées, 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. HYPOTHESES: l'information prospective est basée sur certaines principales hypothèses formulées par la Société, à propos notamment des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, des conditions du marché des capitaux, et de la réussite de la Société à développer de nouvelles installations. RISQUES ET INCERTITUDES: l'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement futurs exprimés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués dans la Notice annuelle de la Société sous la rubrique « Facteurs de risque » et comprennent, sans s'y limiter: la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; sa capacité de mobiliser des capitaux supplémentaires et les conditions du marché des capitaux; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; la variabilité des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; la variabilité du rendement des installations et les pénalités afférentes; la défaillance de l'équipement ou des activités d'entretien ou d'exploitation imprévues; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; la possibilité que la Société ne déclare ni ne verse un dividende; la capacité d'obtenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité ou de renouveler les contrats existants; des changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; l'approvisionnement en matériaux; les changements de la conjoncture économique générale; les risques réglementaires et politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la disponibilité et la fiabilité des réseaux de transport; l'augmentation des droits d'utilisation de l'eau ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe; les bris des barrages; les catastrophes naturelles et cas de force majeure; les fluctuations du taux de change; le caractère suffisant des limites et exclusions de la couverture d'assurance; une notation de crédit qui peut ne pas refléter la performance réelle de la Société ou qui peut être abaissée; la possibilité de responsabilité non divulguée liée aux acquisitions; l'intégration des centrales et des projets acquis ou à acquérir; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions; la dépendance envers des infrastructures de transport et d'interconnexion partagées; et le fait que les produits provenant de la centrale Miller Creek vont fluctuer en raison du prix au comptant de l'électricité. Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective contenue dans ce document est faite en date du 24 février 2015 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 document ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige. Les principales hypothèses et les principaux risques et incertitudes liés à l'information prospective contenue dans ce document sont pleinement exposés à la page 34 de ce document.

MISE EN GARDE SUR LES MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX IFRS

Certaines mesures mentionnées dans le présent document ne sont pas des mesures reconnues en vertu des IFRS, et sont donc susceptibles de ne pas être comparables à celles 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 ses capacités de production et de génération de liquidités, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter, et sa capacité à financer sa croissance. De plus, ces indicateurs facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes. Le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Les références au « BAIIA ajusté » visent les produits moins les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels. Les références aux « Flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur CAÉ, plus ou moins d'autres éléments non représentatifs de sa capacité de génération de trésorerie à long terme, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou gains réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets. Les références au « Ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles. Les investisseurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au bénéfice net et que les Flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS.



**RENOUVELABLE.
DURABLE.
DEPUIS 25 ANS.**

Nos actifs hydroélectriques,
éoliens et solaires au fil du temps.

4

25 DURABLE
par NATURE
ANS

24 MARS 2014

**INNERGEX ET SON PARTENAIRE, LES
PREMIÈRES NATIONS MI'GMAQ DU QUÉBEC,
SIGNENT UN CONTRAT D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ
DE 20 ANS POUR UN PROJET ÉOLIEN DE
150 MW EN GASPÉSIE.**

EN REVUE

EN REVUE est une publication d'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

EN REVUE peut également être consulté
en ligne à www.innergex.com



20 JUIN 2014

INNERGEX ET SON PARTENAIRE, LE RÉGIME DE RENTES DU MOUVEMENT DESJARDINS, ACQUIÈRENT LA CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE SM-1 DE 30,5 MW AU QUÉBEC.



INVESTIR DANS L'AVENIR

Innergex donne chaque année des milliers de dollars en bourses d'études afin de soutenir les jeunes dans leur épanouissement.

24



AVOIR UNE VISION DURABLE, C'EST ASSUMER SES RESPONSABILITÉS.

Gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement.

26



UNE AUDACE RENOUVELÉE

Jean La Couture, président du conseil d'administration, fait le point sur les 25 ans d'Innergex, son dynamisme renouvelé et l'évolution du conseil d'administration en conséquence.

28



12 AOÛT 2014

INNERGEX ET LA NATION IN-SHUCK-CH SIGNENT UN ACCORD DE PARTENARIAT POUR LE DÉVELOPPEMENT DE SIX PROJETS HYDROÉLECTRIQUES AU FIL DE L'EAU TOTALISANT 150 MW EN COLOMBIE-BRITANNIQUE.

30 SEPTEMBRE 2014

INNERGEX COMPLÈTE UN FINANCEMENT DE 92,9 M\$ POUR LE PROJET HYDROÉLECTRIQUE AU FIL DE L'EAU TRETHERWAY CREEK.

16 OCTOBRE 2014

INNERGEX ANNONCE L'OBTENTION DU DÉCRET GOUVERNEMENTAL POUR LE PROJET ÉOLIEN MESGI'G UGJU'S'N (MU). LA SOCIÉTÉ ET SON PARTENAIRE ANNONCENT ÉGALEMENT LA SIGNATURE RÉCENTE DU CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT DE TURBINES AVEC SENVIION SE.

TABLEAU DE BORD

- Faits saillants financiers et opérationnels
- Compte rendu d'activités

ET PLUS

30



RENOUVELABLE. DURABLE. DEPUIS 25 ANS.

Innergex est un chef de file canadien de l'industrie de l'énergie renouvelable. En activité depuis 1990, l'entreprise développe, détient et exploite des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens et des parcs solaires, et elle exerce ses activités au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique, de même que dans l'Idaho, aux États-Unis. En 2014, l'entreprise a produit 2 962 GWh d'électricité et généré des revenus de 242 millions de dollars. En date du mois de février 2015, son portefeuille d'actifs comprend 33 sites en exploitation d'une puissance installée nette totale de 687 MW et cinq projets en développement d'une puissance installée nette totale de 208 MW, pour lesquels des contrats d'achat d'électricité ont été obtenus. Innergex possède également plusieurs projets potentiels d'une puissance nette totale de plus de 3 190 MW. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole « INE ».

07_1990

Début des activités de la Société, présidée par Gilles Lefrançois. Sa mission est de concevoir, construire, posséder et exploiter des centrales hydroélectriques au Canada.

11_1994

Mise en service de la centrale hydroélectrique Saint-Paulin, au Québec.

05_1996

Mise en service des centrales hydroélectriques Portneuf 1-2-3, au Québec.

03_1999

Mise en service de la centrale hydroélectrique Chaudière, au Québec.

12_1999

Mise en service de la centrale hydroélectrique Batawa, en Ontario.

1994



INNERGEX EXPLOITE ACTUELLEMENT UN PORTEFEUILLE DE 26 CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES AU FIL DE L'EAU, DONT 13 SONT SITUÉES EN COLOMBIE-BRITANNIQUE, NEUF AU QUÉBEC, TROIS EN ONTARIO ET UNE AUX ÉTATS-UNIS, POUR UN TOTAL DE 547 MW DE PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE. L'HYDROÉLECTRICITÉ DEMEURE ENCORE LA PLUS IMPORTANTE SOURCE D'ÉNERGIE POUR L'ENTREPRISE, CELLE-CI REPRÉSENTANT PLUS DE 75 % DE SA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2014. L'ENTREPRISE DEMEURE ACTIVE DANS CE SECTEUR. EN 2014, ELLE A COMPLÉTÉ L'ACQUISITION DE LA CENTRALE SM-1 DE 30,5 MW AU QUÉBEC. LA SOCIÉTÉ POSSÈDE ÉGALEMENT QUATRE PROJETS HYDROÉLECTRIQUES EN DÉVELOPPEMENT AVEC CONTRATS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ EN COLOMBIE-BRITANNIQUE, QUI DEVRAIENT TOUS ÊTRE EN SERVICE D'ICI LA FIN DE 2016.

INSTALLATION D'UNE VANNE D'ÉVACUATION OBERMEYER LORS DE LA CONSTRUCTION DE LA CENTRALE UPPER STAVE RIVER, EN COLOMBIE-BRITANNIQUE.

12_2000

Acquisition de la centrale hydroélectrique Montmagny, au Québec.

06_2003

Innergex Énergie, Fonds de revenu, réalise un premier appel public à l'épargne de 146 M\$.

01_2004

Mise en service de la centrale hydroélectrique Rutherford Creek, en Colombie-Britannique.

04_2004

Acquisition de la centrale hydroélectrique Windsor, au Québec.


Innergex réalise un placement privé d'actions ordinaires de 12,3 M\$.

05_2004

Fondation de Cartier énergie éolienne, une coentreprise d'Innergex et de TransCanada pour le développement éolien en Gaspésie, au Québec.



En 1994, Innergex mettait en service sa première centrale hydroélectrique au fil de l'eau : St-Paulin. Cette centrale située au Québec exploite l'eau de la Rivière-du-Loup, dont le bassin hydrographique totalise 1372 km². Le site où se trouve la centrale Saint-Paulin est connu dans la région pour sa chute d'une beauté incontestable. Innergex a apporté un certain nombre d'améliorations au site relativement à son potentiel récréatif et à son accessibilité au public.



INNERGEX EXPLOITE ACTUELLEMENT UN PORTEFEUILLE DE SIX PARCS ÉOLIENS AU QUÉBEC, D'UNE PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE TOTALE DE 614 MW. EN 2014, UN CONTRAT D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ DE 20 ANS A ÉTÉ SIGNÉ AVEC HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION POUR MESGI'G UGJU'S'N (MU), UN PROJET ÉOLIEN DE 150 MW SITUÉ EN GASPÉSIE, AU QUÉBEC. LA SIGNATURE DE CE CONTRAT EN PARTENARIAT 50-50 AVEC LES TROIS PREMIÈRES NATIONS MI'GMAQ DU QUÉBEC – GESGAPEGIAG, GESPEG ET LISTUGUJ – A CONSTITUÉ UNE ÉTAPE IMPORTANTE DANS LA PROGRESSION DE CE PROJET. SA MISE EN SERVICE EST PRÉVUE EN 2016.

10_2004

Cartier énergie éolienne remporte près de 75 % du premier appel d'offres de 1 000 MW d'énergie éolienne d'Hydro-Québec.

12_2004

Acquisition de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend dans l'Idaho, aux États-Unis.

12_2005

Mise en service de la centrale hydroélectrique Glen Miller, en Ontario.

04_2006

Innergex ouvre un bureau à Vancouver.

11_2006

Mise en service du parc éolien Baie-des-Sables, au Québec par Cartier énergie éolienne.

2004



LES ÉOLIENNES ÉRIGÉES À VIGER-DENONVILLE, AU QUÉBEC, SONT DOTÉES DE ROTORS DE 92,5 MÈTRES DE DIAMÈTRE.

10_2007

Michel Letellier est nommé président et chef de la direction d'Innergex énergie renouvelable inc.

11_2007

Mise en service du parc éolien L'Anse-à-Valleau, au Québec par Cartier énergie éolienne.

12_2007

Innergex réalise un premier appel public à l'épargne de 115 M\$ pour Innergex énergie renouvelable inc.

11_2008


Mise en service du parc éolien Carleton, au Québec par Cartier énergie éolienne.

Mise en service de la centrale hydroélectrique Umbata Falls, en Ontario.

11_2009

Mise en service de la centrale hydroélectrique Ashlu Creek, en Colombie-Britannique.

En 2004, Innergex a fait une entrée remarquable dans le secteur de l'énergie éolienne en décrochant la part du lion lors du premier appel d'offres de 1 000 MW d'énergie éolienne d'Hydro-Québec. En effet, Cartier énergie éolienne, la coentreprise qu'Innergex forme avec TransCanada, a alors remporté 739,5 MW, une reconnaissance qui lui aura permis de développer et d'exploiter, au fil des ans, de nombreux sites sur la péninsule gaspésienne. Baie-des-Sables, le premier projet issu de cet appel d'offres à avoir été mis en service (2006), a été reconnu comme un véritable modèle d'acceptabilité sociale – l'un des principes qui font la marque d'Innergex.



INNERGEX A MIS EN SERVICE SON PREMIER PARC SOLAIRE EN MAI 2012. CELA CONSTITUAIT UNE AUTRE ÉTAPE IMPORTANTE POUR L'ENTREPRISE, CAR CETTE NOUVELLE SOURCE D'ÉNERGIE LUI PROCURE À LA FOIS DE LA DIVERSIFICATION ET DE NOUVELLES POSSIBILITÉS DE CROISSANCE. STARDALE EST UN PARC SOLAIRE DE 33,2 MW_{DC}, SITUÉ À HAWKESBURY EST, EN ONTARIO. PLUS DE 144 000 PANNEAUX SOLAIRES FOURNISSENT ASSEZ D'ÉLECTRICITÉ POUR ALIMENTER PLUS DE 3 200 FOYERS ONTARIENS CHAQUE ANNÉE. À CE JOUR, LA PERFORMANCE DE STARDALE SURPASSE LES ATTENTES. INNERGEX EST D'AVIS QUE LA TECHNOLOGIE SOLAIRE EST ÉPROUVÉE, SIMPLE ET FIABLE ET ELLE COMPTE ACCROÎTRE SA PRÉSENCE DANS CE SECTEUR.

01_2010

Mise en service de la centrale hydroélectrique Fitzsimmons Creek, en Colombie-Britannique.

03_2010

Regroupement stratégique par voie de prise de contrôle inversée d'Innergex énergie renouvelable inc. par Innergex Énergie, Fonds de revenu.

Innergex réalise une émission de débentures subordonnées convertibles de 80,5 M\$.

09_2010

Innergex réalise une émission d'actions privilégiées de série A de 85 M\$.

04_2011

Acquisition de Cloudworks Energy Inc., un producteur d'énergie indépendant dont le siège social est situé à Vancouver, en Colombie-Britannique.

Innergex réalise un placement privé d'actions ordinaires de 39,3 M\$.

Innergex réalise une émission d'actions ordinaires de 166 M\$.

Acquisition de Stardale, premier projet d'énergie solaire en Ontario.

11_2011

Mise en service du parc éolien Montagne Sèche, au Québec, par Cartier énergie éolienne.

Mise en service de la phase I du parc éolien Gros-Morne, au Québec, par Cartier énergie éolienne.

En 2012, Innergex a mis en service le parc solaire Stardale, en Ontario, faisant ainsi son entrée dans le secteur de l'énergie solaire et s'assurant du même coup d'une diversification encore plus grande de ses activités. De récentes avancées technologiques ont rendu l'énergie solaire de plus en plus concurrentielle à l'échelle mondiale. L'entreprise entend donc poursuivre son expansion dans le secteur de l'énergie solaire, qui profite d'une très forte croissance.



LE PARC SOLAIRE STARDALE, EN ONTARIO, EST COMPOSÉ DE PLUS DE 144 000 MODULES POLYCRISTALLINS. LEUR INCLINAISON DE 30° EST OPTIMALE.

05_2012

Mise en service du parc solaire Stardale, en Ontario.

07_2012

Innergex réalise un placement privé d'actions ordinaires de 123,7 M\$.

10_2012

Acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, en Colombie-Britannique.

11_2012

Mise en service de la phase II du parc éolien Gros-Morne, au Québec, par Cartier énergie éolienne.

12_2012

Innergex réalise une émission d'actions privilégiées de série C de 50 M\$.

2012

INNERGEX CONTINUE D'ALLER DE L'AVANT AVEC SON AMBITIEUX PROGRAMME DE DÉVELOPPEMENT QUI COMPTE CINQ PROJETS EN DÉVELOPPEMENT ACTUELLEMENT, DONT UN PROJET ÉOLIEN AU QUÉBEC ET QUATRE PROJETS HYDROÉLECTRIQUES EN COLOMBIE-BRITANNIQUE.

LES ACTIVITÉS DE CONSTRUCTION POUR LES PROJETS HYDROÉLECTRIQUES AU FIL DE L'EAU TRETHERWAY CREEK, UPPER LILLOOET RIVER, BOULDER CREEK ET BIG SILVER CREEK VONT BON TRAIN. LE PROJET TRETHERWAY CREEK DEVRAIT ÊTRE MIS EN SERVICE

D'ICI LA FIN DE 2015, TANDIS QUE LES TROIS AUTRES DEVRAIENT ÊTRE MIS EN SERVICE D'ICI LA FIN DE 2016.

AU QUÉBEC, INNERGEX ET SON PARTENAIRE AUTOCHTONE, LES PREMIÈRES NATIONS MI'GMAQ DU QUÉBEC, CONTINUENT DE FAIRE PROGRESSER LE PROJET ÉOLIEN MESGI'G UGJU'S'N. EN 2014, UN CONTRAT D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ DE 20 ANS A ÉTÉ SIGNÉ AVEC HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION ET LE PROJET A REÇU LE DÉCRET GOUVERNEMENTAL. SA CONSTRUCTION DEVRAIT COMMENCER EN 2015 ET SA MISE EN SERVICE EST PRÉVUE POUR LA FIN DE 2016.

07_2013

Acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie, au Québec.

10_2013

Début des travaux de construction de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Tretheway Creek, en Colombie-Britannique.

11_2013

Mise en service du parc éolien Viger-Denonville, au Québec.

12_2013

Innergex est ajoutée à l'indice composé S&P/TSX.

Mise en service de la centrale hydroélectrique Northwest Stave River, en Colombie-Britannique.

01_2014

Mise en service de la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek, en Colombie-Britannique.

En 2013, Innergex a commencé les travaux de construction de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Tretheway Creek. Située à environ 50 km au nord de Harrison Hot Springs (Colombie-Britannique), cette centrale hydroélectrique au fil de l'eau, dont la mise en service est prévue en 2015, sera d'une puissance installée de 21,2 MW et d'une production annuelle estimée à 81,0 GWh.



LA CONSTRUCTION DU BARRAGE-DÉVERSOIR ET DU CHENAL DE DÉRIVATION DE LA CENTRALE TRETHERWAY CREEK, EN COLOMBIE-BRITANNIQUE, A ÉTÉ ACHÉVÉE À L'ÉTÉ 2014.

06_2014

Acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1, au Québec.

2013

MESSAGE DE MICHEL LETELLIER



RELEVER LE DÉFI DE LA CROISSANCE

**MICHEL LETELLIER, PRÉSIDENT ET CHEF DE LA
DIRECTION D'INNERGEX, DONNE LE COUP D'ENVOI
DU PROCHAIN CHAPITRE DE L'HISTOIRE DE LA SOCIÉTÉ.**

Michel Letellier est président et chef de la direction d'Innergex depuis 2007. Il s'est joint à l'équipe d'Innergex en 1997 et œuvre dans l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990.



Innergex célèbre cette année ses 25 ans – un jalon important dans l'évolution de toute organisation.

Ensemble, nous avons travaillé fort pour bâtir une entreprise dont nous sommes très fiers. Nous avons fait preuve d'une discipline rigoureuse pour implanter un modèle d'affaires respectueux, prudent et durable et pour construire un portefeuille diversifié de 38 actifs d'une grande qualité et d'une longue durée de vie. Fin 2016, nous achèverons un ambitieux programme de développement qui nous a conduits d'un bout à l'autre du Canada.

Aujourd'hui, Innergex jouit d'une masse critique et d'une réputation enviables dont elle se servira pour relever un important défi : renouveler ses sources de croissance à long terme. Il nous appartient de définir notre avenir.

Innergex est aujourd'hui reconnue comme un chef de file dans le développement, la construction, l'exploitation, l'entretien et le financement de projets d'énergie renouvelable. Au fil des ans et de ses succès – d'abord dans l'hydroélectricité au fil de l'eau, puis dans l'éolien et dans le solaire –, elle a aussi acquis une réputation de pionnière canadienne de l'industrie de l'énergie renouvelable.

Nous nous sommes donc récemment livrés à un exercice de planification stratégique, afin de poser les jalons de la prochaine étape de notre histoire.

À l'issue de cet exercice, nous réaffirmons sans équivoque notre engagement à faire exclusivement de l'énergie renouvelable. De plus, le chemin que nous nous sommes tracé est toujours – sinon plus – pertinent et nous réitérons notre mission d'accroître notre 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 nos partenaires et de nos investisseurs.

Cet équilibre, Innergex y aspire intuitivement depuis toujours et force est de reconnaître que notre succès s'est profondément ancré dans des principes de développement durable. La décision de produire, cette année, notre premier rapport de développement durable s'inscrit tout à fait dans le cadre des célébrations de notre 25^e anniversaire et de notre planification stratégique.

Bien sûr, nous redoublerons nos efforts pour consolider notre position de chef de file de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada. Par ailleurs, Innergex amorcera en 2015 un tournant majeur, en transposant son modèle d'affaires dans des marchés cibles à l'international. Il existe plusieurs marchés qui offrent les conditions nécessaires pour permettre à la Société de faire valoir son savoir-faire en matière de développement et de financement de projet, sa capacité à créer des partenariats fructueux et durables et son aptitude à conclure des acquisitions à valeur ajoutée. Dans la mesure du possible, nous mettrons à profit notre expertise pointue en hydroélectricité, qui constitue pour nous à la fois un avantage concurrentiel et un élément différenciateur.

Forts du succès de nos 25 premières années, nous nous tournons vers l'avenir avec confiance et enthousiasme. Au nom de toute l'équipe de direction et des employés d'Innergex, je remercie chaleureusement nos clients, nos actionnaires, nos prêteurs, nos fournisseurs et nos partenaires pour leur confiance et leur contribution à notre réussite, et je les invite à continuer d'évoluer avec nous. ●

PRINCIPES CLÉS D'INNERGEX

Innergex adhère à des principes clés afin d'apporter une solution aux défis énergétiques d'aujourd'hui et de demain, de protéger l'environnement tout en optimisant l'utilisation de ressources naturelles pour produire de l'électricité, et de mériter et maintenir son acceptabilité sociale. Les voici :

1

Nous croyons que les gens doivent avoir accès à une énergie qui est fiable, abordable, propre et renouvelable.

2

Les changements climatiques sont réels. Nous croyons que l'énergie renouvelable fait partie de la solution aux changements climatiques.

3

Nous croyons à des règles du jeu équitables en matière d'approvisionnement en électricité. Nous appuyons la tarification du carbone ou tout autre mécanisme permettant d'internaliser les coûts environnementaux et sociaux dans le prix de l'électricité.

4

Nous croyons à la protection de l'environnement et au développement responsable des ressources naturelles. Nous appuyons un cadre de planification et de réglementation intégral et efficace.

5

Nous croyons que l'acceptabilité sociale est la pierre angulaire d'un développement de projet réussi, et que les meilleurs projets sont issus de la coopération à long terme avec les parties prenantes et d'une collaboration avec les Premières Nations et les communautés locales.

6

Nous croyons à un développement durable à long terme qui équilibre des impératifs sociaux, environnementaux et économiques.

7

Nous croyons à des relations durables avec nos employés, nos partenaires et nos parties prenantes externes, relations fondées sur le respect, la transparence et l'intégrité.

8

Nous croyons qu'Innergex peut amener le changement.

Le parc éolien Viger-Denonville, au Québec, a été réalisé en partenariat avec la MRC de Rivière-du-Loup.

La vision d'Innergex est de produire de l'énergie durable pour un futur plus vert.



En 2014, Innergex a produit 2 962 GWh d'électricité ne générant pratiquement aucune émission de CO₂. Si elle avait été produite à partir de charbon, cette électricité aurait émis environ 2,8 millions de tonnes de CO₂. Si elle avait été produite à partir de gaz naturel, elle aurait émis environ 1,6 million de tonnes de CO₂.

Les 25 dernières années se sont déroulées sous le signe de la stabilité et de la continuité. Peu d'entreprises réussissent aussi bien, pour aussi longtemps. Pour y arriver, il faut avoir développé une formule gagnante : notre axe de croissance a toujours été les gens. C'est d'eux que viennent les idées, le mouvement, le progrès, et ce sont eux qui portent notre succès.

Jean Perron, chef de la direction financière

Connaître d'où l'on vient permet de comprendre ce que l'on est. Nous avons l'intention d'appliquer la recette des premiers 25 ans à la prochaine phase de notre développement, qui nous amènera à l'international. Nous continuerons d'avoir du succès en demeurant fidèles à nos façons de faire et à nos valeurs.

Jean Trudel, chef de la direction des investissements

L'ÉQUILIBRE RISQUE-RENDEMENT

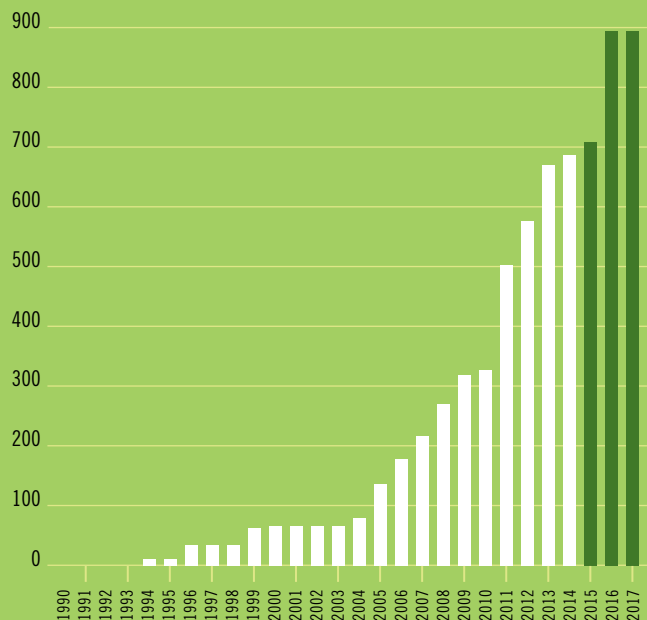
POUR L'ÉQUIPE DE DIRECTION D'INNERGEX, TOUT EST QUESTION D'ÉQUILIBRE : ÉQUILIBRE DES ACTIFS EN DÉVELOPPEMENT ET EN EXPLOITATION, DES SOURCES D'ÉNERGIE, DES MARCHÉS GÉOGRAPHIQUES, ET SURTOUT DES CONSIDÉRATIONS ÉCONOMIQUES, SOCIALES ET ENVIRONNEMENTALES.

Dans la sélection de projets potentiels à développer comme dans la négociation d'acquisitions, il nous faut savoir maintenir l'équilibre entre les risques encourus et le rendement espéré. Certes, Innergex a développé au fil des ans un modèle d'affaires axé sur une gestion rigoureuse des risques. Toutefois, elle ne cherche pas à éliminer tous les risques, mais plutôt à choisir et à gérer de façon judicieuse ceux qu'elle prend, là où son expertise pointue lui confère un avantage concurrentiel : dans l'incubation et le développement de projets. C'est là qu'elle crée de la valeur. C'est aussi là qu'elle trouve le rapport risque-rendement le plus attrayant. ●

PROGRESSION DE LA PUISSANCE INSTALLÉE NETTE DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS D'INNERGEX

En MW, au 31 décembre 2014

■ réel ■ projeté



Innergex a réussi grâce à sa capacité d'adaptation au changement, ainsi qu'à son ouverture à de nouvelles technologies et à de nouveaux marchés. Elle a fait preuve de souplesse et d'adaptabilité en sachant réagir aux occasions de croissance qui se sont présentées. À l'avenir, il lui faudra garder cette souplesse et cette adaptabilité afin de créer ses propres occasions de croissance.

Richard Blanchet, vice-président principal
– Développement, Ouest du Canada et Amérique latine

Contrairement à d'autres promoteurs, Innergex a choisi de croître en développant des actifs pour les garder et les exploiter à long terme. Nous avons toujours été fidèles à notre stratégie et à notre philosophie de développement. Aujourd'hui, notre portefeuille d'actifs diversifié nous permet d'envisager d'exporter notre modèle d'affaires dans de nouveaux marchés.

Renaud de Batz, vice-président principal
– Gestion de projets hydroélectriques

Depuis le début des années 1990, une des caractéristiques marquantes du marché de l'énergie renouvelable est l'intensification de la concurrence, en raison de l'attrait grandissant pour ce type d'énergie et de la forte baisse des coûts de certaines technologies. Nous sommes persuadés qu'Innergex possède la taille pour faire face à cette concurrence accrue et les qualités pour continuer à se distinguer de ses concurrents.

Peter Grover, vice-président principal
– Gestion de projets éoliens et solaires

25
DURABLE
par NATURE
ANS

Les relations d'Innergex avec ses partenaires et ses parties prenantes sont gouvernées par des valeurs fondamentales d'intégrité, de responsabilité, de transparence et de collaboration, dans un esprit de longévité et de partage des ressources.

2015 UN PREMIER RAPPORT DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

Chez Innergex, nous sommes très fiers de notre engagement à produire exclusivement de l'énergie renouvelable.

Toutefois, nous avons compris que le développement durable, c'est non seulement ce que nous faisons, mais aussi la façon dont nous le faisons. Notre succès au fil des ans est fondé sur le développement de bons projets, qui pour nous signifient des projets qui sont acceptés par les communautés locales, qui respectent l'environnement et qui sont économiquement viables à la fois pour nous et pour les services publics que nous desservons – en d'autres mots, des projets qui trouvent un juste

équilibre entre les considérations sociales, environnementales et économiques. Alors que nous célébrons notre 25^e anniversaire, il convient tout à fait de reconnaître que notre succès s'est profondément ancré dans des principes de développement durable, et nous sommes particulièrement heureux de produire notre premier rapport de développement durable, qui se veut un outil de transparence et de reddition de comptes envers nos partenaires et nos parties prenantes.

DISPONIBLE EN MAI 2015
au www.innergex.com



L'ampleur de nos projets a évolué à la mesure de nos capacités et de notre expertise. En 1994, nous mettions en service notre première centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 8 MW. Aujourd'hui, nous sommes en train de développer un projet hydroélectrique de plus de 100 MW et un parc éolien de 150 MW, et notre puissance installée brute totale sera bientôt de 1 513 MW. Nous devons garder le cap et nous outiller pour maintenir cette croissance.

François Hébert, vice-président principal
– Exploitation et entretien

Une des raisons de la durabilité d'Innergex pendant toutes ces années, c'est le sentiment de communauté d'intérêts qui anime l'équipe de direction et qui pousse ses membres à travailler ensemble dans la poursuite d'un objectif commun. Cette solidarité est aussi un gage de sa réussite future.

Yves Baribeault, vice-président – Affaires juridiques, Exploitation et Projets

Innergex est née d'une culture d'hydroélectricité très forte au Québec, qu'elle a retrouvée et dont elle a tiré profit en Colombie-Britannique. Notre habileté à bien cerner les enjeux des marchés que nous ciblons nous servira, entre autres, dans notre développement à l'international.

Claude Chartrand, vice-président – Ingénierie

LE PARTENARIAT SOUS UNE AUTRE FORME

L'ACQUISITION DE LA CENTRALE SM-1 AVEC LE RÉGIME
DE RENTES DU MOUVEMENT DESJARDINS.

En juin 2014, Innergex et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins ont créé un partenariat 50-50 afin de se porter acquéreurs de la centrale hydroélectrique SM-1 de 30,5 MW au Québec, Canada.

Innergex s'associe ainsi à un partenaire qui partage un horizon d'investissement à très long terme et qui jouit d'un faible coût de capital. De plus, elle bonifie son portefeuille d'actifs de qualité, tout en optimisant le rendement de l'acquisition et en augmentant ses Flux de trésorerie disponibles.

La structure financière de ce partenariat est novatrice: « Nous sommes très heureux d'avoir conçu une structure de transaction qui nous permet de nous positionner de façon concurrentielle pour l'acquisition d'infrastructures d'énergie renouvelable aux prix courants, en profitant du faible coût de capital et de l'horizon à long terme d'un régime de retraite et de notre expertise en tant qu'exploitant, pour réaliser un taux de rendement interne après impôt attrayant pour nos actionnaires. Nous avons l'intention de reproduire cette structure pour de futures acquisitions d'actifs d'énergie renouvelable », a déclaré Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex. ●



Après 25 ans, notre succès repose toujours sur une vision solide et une culture entrepreneuriale forte de gens qui se sont investis pleinement. Nous croyons plus que jamais à l'énergie renouvelable et misons sur nos gens pour poursuivre notre mission.

Anne Cliche, vice-présidente – Ressources humaines



La croissance d'Innergex au cours des 25 dernières années a commencé avec des gens qui ont adhéré à une philosophie de développement durable, pour ensuite transformer l'idée de l'énergie renouvelable en 1 194 MW de puissance installée brute, d'un océan à l'autre. Alors que la Société fera bientôt son entrée dans de nouveaux marchés et qu'elle mettra à profit les leçons tirées du développement et de l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable, son avenir s'annonce des plus prometteurs.

Matt Kennedy, vice-président – Environnement



Même après 25 ans d'existence, notre mission et nos valeurs sont plus que jamais d'actualité. Elles engendrent chez les gens d'Innergex une passion et un sentiment d'appartenance. Jumelée à une culture entrepreneuriale et une saine gestion des risques, cette passion s'est avérée un véritable catalyseur de notre croissance et de notre rayonnement.

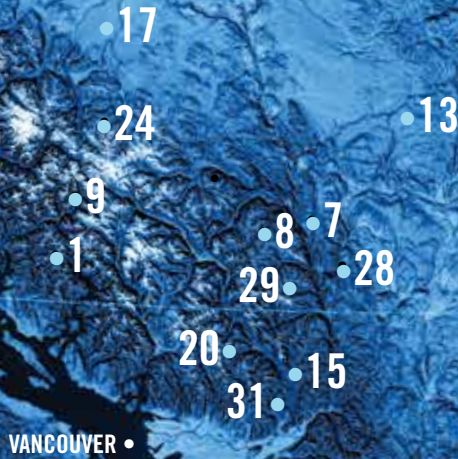
Nathalie Théberge, vice-présidente – Affaires juridiques corporatives et Secrétaire

•4

NOTRE PORTEFEUILLE D'ACTIFS

DIVERSIFIÉ. ÉQUILIBRÉ. ET PORTEUR DE CROISSANCE POUR LES INVESTISSEURS.

La diversification contribue à réduire les risques et à améliorer la stabilité de la performance. Le portefeuille d'Innergex est diversifié de deux manières : selon les sources d'énergie et selon la localisation de ses sites. Par conséquent, l'entreprise se protège du risque de mauvaises conditions pouvant affecter l'exploitation des ressources hydraulique, éolienne ou solaire. La diversification procure également à l'entreprise la souplesse requise pour réagir à une conjoncture politique et économique favorable qui se présente dans un marché, en attendant qu'elle s'améliore dans un autre.



Innergex a fait sa première incursion dans le marché de la Colombie-Britannique en 2002, avec la construction de la centrale Rutherford Creek. Aujourd'hui, l'entreprise exploite 13 centrales hydroélectriques au fil de l'eau dans cette province. Elle possède aussi dans cette région quatre projets hydroélectriques en construction, ainsi qu'un portefeuille de 1 425 MW de projets potentiels hydroélectriques et éoliens. Innergex exploite également une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 9,5 MW dans l'Idaho, aux États-Unis.

•12

• BOISE

SITES EN EXPLOITATION



1
ASHLU CREEK (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2009
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 49,9
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2039



2
BAIE-DES-SABLES (QC)
MISE EN EXPLOITATION 2006
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 109,5
PARTICIPATION (%) 38,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2026



3
BATAWA (ON)
MISE EN EXPLOITATION 1999
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 5,0
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2029



4
BROWN LAKE (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 1996
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 7,2
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2016



5
CARLETON (QC)
MISE EN EXPLOITATION 2008
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 109,5
PARTICIPATION (%) 38,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2028



6
CHAUDIÈRE (QC)
MISE EN EXPLOITATION 1999
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 24,0
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2019*



7
DOUGLAS CREEK (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2009
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 27,0
PARTICIPATION (%) 50,01
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



8
FIRE CREEK (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2009
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 23,0
PARTICIPATION (%) 50,01
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



9
FITZSIMMONS CREEK (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2010
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 7,5
PARTICIPATION (%) 66,67
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2050



10
GLEN MILLER (ON)
MISE EN EXPLOITATION 2005
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 8,0
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2025



11
GROS-MORNE (I & II) (QC)
MISE EN EXPLOITATION 2011
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 211,5
PARTICIPATION (%) 38,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2032



12
HORSESHOE BEND (USA)
MISE EN EXPLOITATION 1995
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 9,5
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2030



13
KWOIEK CREEK (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2014
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 49,9
PARTICIPATION (%) 50,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2054



14
L'ANSE-À-VALLEAU (QC)
MISE EN EXPLOITATION 2007
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 100,5
PARTICIPATION (%) 38,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2027



15
LAMONT CREEK (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2009
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 27,0
PARTICIPATION (%) 50,01
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



16
MAGPIE (QC)
MISE EN EXPLOITATION 2007
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 40,6
PARTICIPATION (%) 99,99
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2032



17
MILLER CREEK (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2003
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 33,0
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2033



18
MONTAGNE SÈCHE (QC)
MISE EN EXPLOITATION 2011
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 58,5
PARTICIPATION (%) 38,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2031



19
MONTMAGNY (QC)
MISE EN EXPLOITATION 1996
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 2,1
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021*



20
NORTHWEST STAVE RIVER (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2013
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 17,5
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2053



21
PORTNEUF 1 (QC)
MISE EN EXPLOITATION 1996
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 8,0
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021*



22
PORTNEUF 2 (QC)
MISE EN EXPLOITATION 1996
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 9,9
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021*



23
PORTNEUF 3 (QC)
MISE EN EXPLOITATION 1996
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 8,0
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021*



24
RUTHERFORD CREEK (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2004
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 49,9
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2024



25
SAINT-PAULIN (QC)
MISE EN EXPLOITATION 1994
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 8,0
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2034



26
SM-1 (QC)
MISE EN EXPLOITATION 1993/2002
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 30,5
PARTICIPATION (%) 50,01
ÉCHÉANCE DES CAÉ 2018/2027



27
STARDALE (ON)
MISE EN EXPLOITATION 2012
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 33,2 DC
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2032



28
STOKKE CREEK (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2009
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 22,0
PARTICIPATION (%) 50,01
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



29
TIPELLA CREEK (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2009
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 18,0
PARTICIPATION (%) 50,01
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



30
UMBATA FALLS (ON)
MISE EN EXPLOITATION 2008
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 23,0
PARTICIPATION (%) 49,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2028



31
UPPER STAVE RIVER (C.-B.)
MISE EN EXPLOITATION 2009
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 33,0
PARTICIPATION (%) 50,01
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



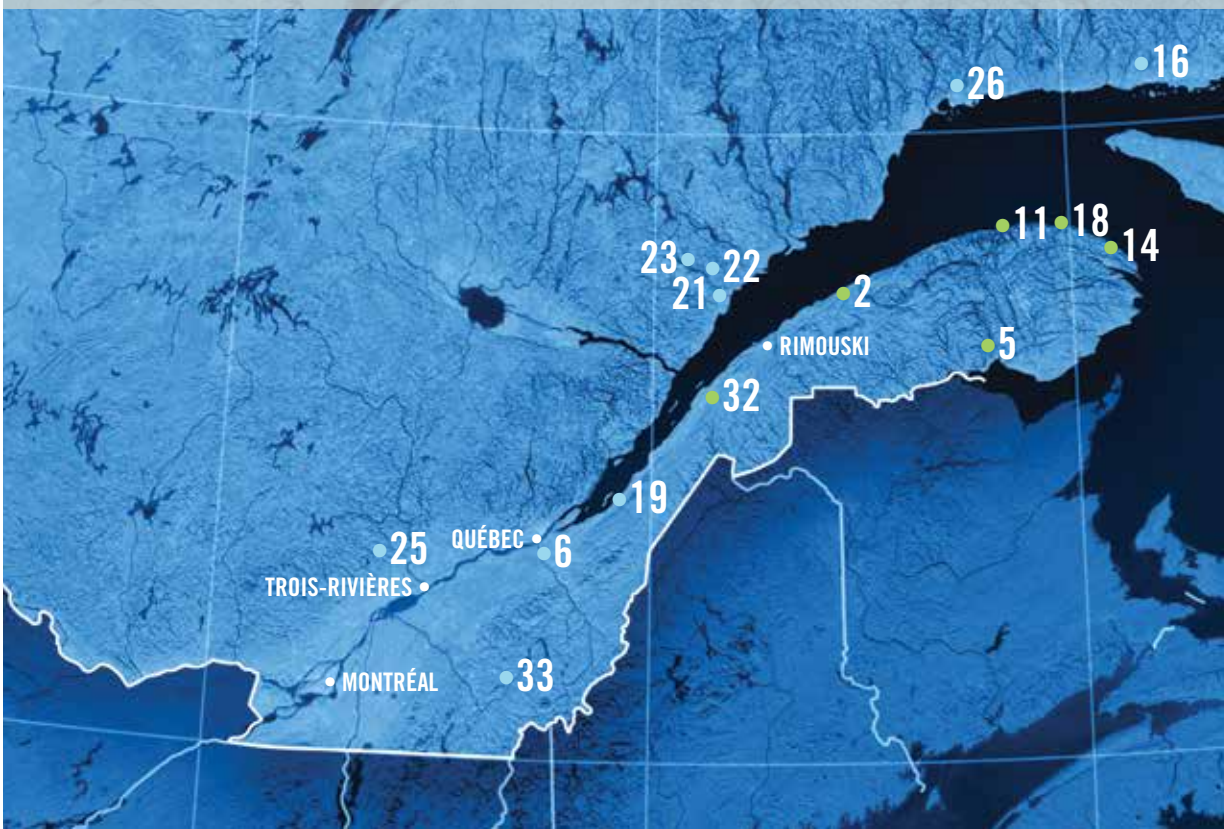
32
VIGER-DENONVILLE (QC)
MISE EN EXPLOITATION 2013
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 24,6
PARTICIPATION (%) 50,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2033



33
WINDSOR (QC)
MISE EN EXPLOITATION 1996
PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) 5,5
PARTICIPATION (%) 100,00
ÉCHÉANCE DU CAÉ 2016*



Innergex a mis en service sa première centrale hydroélectrique au fil de l'eau en 1994 à Saint-Paulin, au Québec. En 1999, l'entreprise a pris de l'expansion dans le marché de l'Ontario avec la mise en service de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Batawa. Aujourd'hui, elle exploite 12 centrales hydroélectriques au fil de l'eau dans l'est du Canada. Depuis 2006, Innergex a aussi diversifié sa production d'énergie en devenant un important producteur d'énergie éolienne avec six parcs éoliens au Québec, dont Viger-Denonville, le premier parc éolien communautaire mis en service au Québec, en 2013. Depuis 2012, l'entreprise détient et exploite également un parc solaire de 33 MW_{DC} en Ontario. Dans l'est du Canada, Innergex possède aussi un projet éolien en développement, ainsi qu'un portefeuille de 1 765 MW de projets potentiels hydroélectriques, éoliens et solaires.



*contient une clause de renouvellement

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 l'équilibre des meilleurs intérêts des communautés hôtes, de ses partenaires et de ses investisseurs.

VERS UN FUTUR PLUS VERT

Étant l'un des plus importants producteurs indépendants d'énergie renouvelable au Canada, Innergex défend avec ferveur le développement d'une industrie canadienne de l'énergie renouvelable forte et durable.

L'entreprise continue de faire progresser le développement de son portefeuille de projets potentiels hydroélectriques, éoliens et solaires, et elle s'adapte à l'évolution de l'offre et de la demande en électricité.

En Ontario, l'approvisionnement en puissance installée d'énergie renouvelable repose désormais sur un processus d'offre compétitif qui tient compte des besoins et des préoccupations des communautés locales, y compris les municipalités et les Premières Nations. Le plan énergétique à long terme du gouvernement cible des ajouts de capacité de 300 MW d'énergie éolienne et de 140 MW d'énergie solaire en 2015, pour lesquels un processus d'appel d'offres est en cours à l'heure actuelle, puis l'ajout de 300 MW d'énergie éolienne et de 150 MW d'énergie solaire en 2016, avec des révisions annuelles par la suite. Innergex a plusieurs projets potentiels éoliens et solaires qu'elle continue de faire progresser en vue de les soumettre selon les termes de ces appels d'offres. D'autres projets potentiels en Ontario, surtout dans le secteur éolien, dépendent toujours de l'expansion éventuelle du réseau de transport d'électricité dans le nord de la province et représentent un potentiel de croissance à plus long terme.

En Colombie-Britannique, le plan intégré des ressources de BC Hydro préconise, sans toutefois en préciser la nature, une série d'actions pour encourager le maintien d'un secteur de l'énergie renouvelable robuste et diversifié et promouvoir des occasions de développement d'énergie renouvelable pour les Premières Nations. Par ailleurs, la province envisage une hausse de la demande de l'électricité et caresse d'ambitieux projets de développement de mines et de gaz naturel liquéfié (GNL). Toutefois, le gouvernement a annoncé en décembre dernier son approbation du projet de grand barrage hydroélectrique Site-C de 1 100 MW, ce qui pourrait réduire les perspectives de développement des producteurs indépendants d'électricité à court et moyen terme. Innergex espère profiter de sa forte présence, de sa réputation auprès des communautés locales et des Premières Nations, et de son expertise en énergie hydroélectrique et éolienne pour poursuivre le développement de plusieurs projets potentiels dans cette province, plus particulièrement au moyen de partenariats et de contrats d'achat d'électricité négociés de gré à gré.

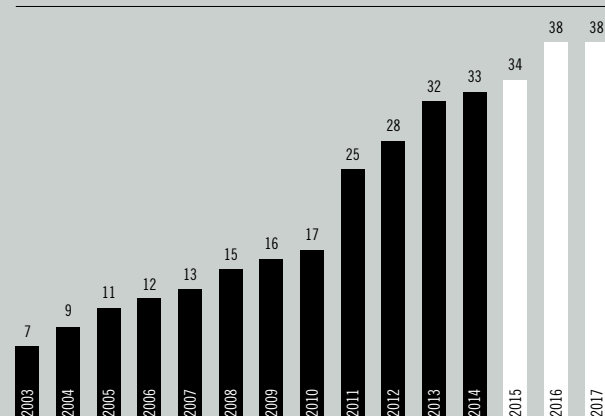
Au Québec, Hydro-Québec Distribution a finalisé l'appel d'offres annoncé en décembre 2013 pour l'approvisionnement d'un bloc de 450 MW d'énergie éolienne, y compris 300 MW pour des projets situés dans les régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie et 150 MW pour des projets situés partout dans la province. Au total, 54 soumissions totalisant 6 627 MW ont été déposées en novembre 2014 dans le cadre de cet appel d'offres très compétitif. Innergex a soumis cinq projets totalisant 813 MW, et demeure à ce jour convaincue

d'avoir présenté les meilleures soumissions possible en fonction de son expérience de développement de projets éoliens en Gaspésie, lesquelles étaient tout à fait concurrentielles en termes de prix. Malheureusement, les projets de la Société n'ont pas été sélectionnés pour un contrat. L'un d'eux a toutefois été retenu comme projet de réserve. Certains des projets développés pour cet appel d'offres pourront être soumis ultérieurement. En outre, les prix de cet appel d'offres démontrent la compétitivité de l'énergie renouvelable au Québec comme ailleurs, même dans le contexte du faible prix des énergies fossiles.

Dans le cadre de sa planification stratégique, la Société a réitéré son engagement à demeurer exclusivement dans l'énergie renouvelable. Elle continuera de développer son portefeuille de projets potentiels hydroélectriques, éoliens et solaires au Canada et cherchera à consolider sa position de chef de file de l'industrie de l'énergie renouvelable dans ce pays. De plus, son savoir-faire en matière de développement et de financement de projet, sa capacité à créer des partenariats fructueux et durables et son aptitude à conclure des acquisitions à valeur ajoutée lui serviront de levier pour s'implanter dans de nouveaux marchés cibles à l'international, afin de renouveler son potentiel de croissance. Dans les pays en développement de l'Amérique latine, la demande d'électricité reste forte et les gouvernements cherchent à accroître leurs approvisionnements en énergie renouvelable, dont ils sont abondamment pourvus. 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. Il existe plusieurs marchés dans lesquels la Société peut transposer son modèle d'affaires. ●

NOMBRE DE SITES EN EXPLOITATION

au 31 décembre (réel 2003-2014, prévu 2015-2017)



L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE AU QUOTIDIEN

LE FACTEUR HUMAIN EST UN ÉLÉMENT CENTRAL DANS NOS PROJETS.

Depuis 25 ans, Innergex démontre qu'elle entretient des relations harmonieuses avec les communautés locales. La Société a su faire de l'acceptabilité sociale la pierre angulaire de sa stratégie de développement. Son secret? Michel Letellier, président et chef de la direction, explique: « Ce sont nos gens sur le terrain qui font toute la différence, ils sont présents dès le départ, bien avant l'implantation d'un projet, afin de bien comprendre les besoins et les enjeux des communautés. En écoutant les gens, en choisissant de mettre en place des projets qui reflètent leurs aspirations et en harmonisant ses objectifs à ceux de la

communauté, Innergex parvient à bâtir de solides relations à long terme et des projets réussis ».

Parce que le concept d'acceptabilité sociale est un principe clé pour Innergex, certains de ses employés ont comme unique responsabilité de représenter l'entreprise, sur le terrain, auprès de ses parties prenantes. L'une de ces personnes est Liz Scroggins, coordonnatrice de projets et Relations avec les communautés, qui travaille au bureau d'Innergex à Pemberton, près de Whistler, en Colombie-Britannique. Liz s'occupe principalement du Projet hydroélectrique Upper Lillooet, un projet d'envergure qui comprend deux centrales hydroélec-

triques au fil de l'eau d'une puissance installée totale de 106,7 MW. Durant trois ans, plus de 300 personnes travailleront à la construction de ce projet. Depuis 2010, soit bien avant la première pelletée de terre, le rôle principal de Liz est de travailler en étroite collaboration avec toutes les parties prenantes. Ses publics sont tout aussi nombreux que variés: les résidents, les Premières Nations, les usagers récréatifs, les chasseurs, les propriétaires de terrains, les municipalités, etc. Si les gens ont des préoccupations ou des questions par rapport au projet, c'est à Liz qu'ils peuvent s'adresser et elle s'efforce de bien cerner leurs préoccupations pour y répondre le mieux possible.



« En résumé, mon travail est de rendre tout le monde heureux. »

Liz Scroggins,
coordonnatrice de projets
et Relations avec les
communautés



Innergex, un des commanditaires de la 9^e édition du Winterfest de Pemberton, en Colombie-Britannique.

Julia Mancinelli, chef – Environnement chez Innergex, et Liz Scroggins.

« En résumé, mon travail est de rendre tout le monde heureux », mentionne-t-elle en souriant. Liz a le profil idéal pour exercer ses fonctions. D'une part, elle possède un baccalauréat en géologie et un diplôme d'études supérieures en sciences de l'environnement; d'autre part, elle habite Pemberton depuis près de 20 ans.

Le Projet hydroélectrique Upper Lillooet jouit d'une grande visibilité, et l'importance d'être présent au sein de la communauté est indéniable. Liz précise : *« Les gens ont tendance à penser qu'Upper Lillooet est très éloigné, mais ce n'est pas le cas. Pemberton et Whistler sont très près de Vancouver géographiquement, c'est une zone très active offrant beaucoup d'événements récréatifs. Les gens se sentent concernés et veulent être au fait du projet ».*

La transparence est le mot d'ordre. Afin que le projet soit perçu positivement par la communauté, Innergex doit faire preuve d'ouverture et de limpidité dans ses interactions avec les parties prenantes, et ce, en tout temps. Offrir aux gens l'occasion d'en apprendre davantage sur le projet et sur ses manières de faire est primordial. La Société croit qu'il est très important d'expliquer le projet et la façon dont elle le gère, notamment quant à sa volonté d'atténuer son impact environnemental. *« Il est de notre devoir de nous assurer que nous faisons de notre mieux en tout temps et à tous*

L'acceptabilité sociale n'est pas seulement la pierre angulaire de la stratégie de développement d'Innergex, elle s'est aussi avérée un extraordinaire levier de croissance à travers le temps. Elle a permis à maintes reprises à l'entreprise de construire des projets réussis, qui s'inscrivent dans une perspective de développement durable. Que ce soit sous forme de partage des retombées économiques, d'opportunités d'emploi ou de copropriété, Innergex a compris la volonté grandissante des communautés de devenir des joueurs actifs de leur développement socioéconomique. Cette tendance ira en s'accéléralant dans le futur.

les niveaux. Nous nous préoccupons énormément de Pemberton et des gens qui y vivent. Si nous faisons du bon travail, nous obtenons leur approbation et leur respect », estime Liz.

Le travail de relation avec les communautés comporte aussi certains défis. *« Nous devons faire en sorte que les gens soient sur la même longueur d'onde »,* mentionne Liz. *« Naturellement, il y aura toujours des gens qui ne seront pas en faveur du projet. Toutefois, si nous réussissons à amorcer un dialogue respectueux, les gens prennent le temps d'écouter, ils apprennent, ils deviennent souvent plus réceptifs et en viennent même à voir les choses sous un nouvel angle. Le plus grand défi dans mon travail est de créer les occasions qui favorisent ce dialogue. »* En plus d'avoir ouvert un bureau à Pemberton, la Société rend disponibles en ligne tous ses rapports qui font état de ses activités en environnement. En rendant possible la consultation de ces rapports par le public, Innergex donne tout son sens à la notion de transparence.

L'acceptabilité sociale fait partie intégrante du concept de développement durable. Si tous les employés d'Innergex y adhèrent, plusieurs d'entre eux, comme Liz, incarnent la relation de l'entreprise avec ses parties prenantes et contribuent, chaque jour, au comportement durable et respectueux de l'entreprise. ●

INVESTIR DANS L'AVENIR

INNERGEX OCTROIE DES MILLIERS
DE DOLLARS EN BOURSES D'ÉTUDES
AFIN DE SOUTENIR LES JEUNES DANS
LEUR ÉPANOUISSEMENT.





En 2013, Cartier énergie éolienne inaugurerait un programme de bourses d'études en maintenance d'éoliennes. Pendant trois ans, six bourses d'études annuelles de 2 000 \$ chacune seront octroyées sous deux volets : trois bourses d'études destinées au volet général et trois destinées au volet autochtone. L'objectif du programme est d'encourager la main-d'œuvre locale et autochtone en lui offrant une formation de pointe dispensée par le Cégep de la Gaspésie et des Îles et ainsi lui permettre d'accéder à des emplois de qualité, dans un secteur dynamique et porteur d'avenir.

Cartier énergie éolienne est une coentreprise de TransCanada et d'Innergex énergie renouvelable qui exploite cinq parcs éoliens d'une puissance installée de 590 MW en Gaspésie, au Québec.



C

haque année, Innergex verse plusieurs milliers de dollars en bourses d'études collégiales ou universitaires à des étudiants issus des communautés où elle exerce ses activités. Aujourd'hui, ces bourses font partie intégrante des ententes sur les retombées et les avantages d'un projet, un engagement formel préalable à toute démarche de développement faite en collaboration avec les Premières Nations. La Société y voit une façon privilégiée de partager les retombées économiques de son activité, ce qui s'inscrit dans sa volonté d'agir de manière responsable et durable.

Certes, les retombées socioéconomiques des projets d'Innergex peuvent prendre des formes diverses : emplois créés durant la construction, redevances versées aux organisations administratives, soutien pour des événements sociocommunautaires... Généralement, ces retombées profitent à l'ensemble de la communauté. La particularité des bourses d'études, ce qui fait qu'elles revêtent un

caractère spécial tant pour l'entreprise que pour les responsables communautaires, c'est qu'elles bénéficient de manière directe et permanente à des membres de la communauté.

Pour les jeunes récipiendaires, les bourses d'études peuvent ouvrir la porte à des études supérieures, à un emploi à valeur ajoutée et à une plus grande autonomie. Elles établissent ainsi un lien très fort entre le projet et l'avenir des personnes concernées.

Rappelons que l'éducation est l'un des cinq secteurs que privilégie Innergex dans le cadre de sa politique de dons et commandites – les autres étant l'environnement et le développement durable, le développement économique des communautés locales et des Premières Nations, les projets sociocommunautaires, et le sport et la santé. ●



« Les bourses d'études sont une composante modeste mais très importante de nos ententes sur les retombées et les avantages, parce qu'elles concrétisent ces avantages pour les individus. Elles créent des opportunités pour nos jeunes et font une différence dans leur vie. »

Curt Walker, Directeur général de la Nation Li'wat, en Colombie-Britannique

Les normes de sécurité font partie intégrante du travail, comme ici, au Parc éolien Baie-des-Sables, au Québec.

AVOIR UNE VISION DURABLE, C'EST ASSUMER SES RESPONSABILITÉS.


GESTION DE LA SANTÉ, DE LA SÉCURITÉ ET DE L'ENVIRONNEMENT.

Pour Innergex, maintenir les normes de santé et sécurité les plus rigoureuses va bien au-delà du respect des exigences légales et réglementaires. Sa priorité? Que ses employés soient en sécurité et protégés, d'un océan à l'autre, sur l'ensemble de ses sites.

À cet égard, la Société met de l'avant une politique et un système de gestion de santé, sécurité et environnement qui officialisent ses engagements : maintien d'un lieu de travail sûr et sain pour ses employés; respect des lois relatives à la protection des employés, du public et de l'environnement; évaluation et prise en compte des impacts potentiels de ses activités; et réduction et évitement de ces impacts. Aussi, ils formalisent l'importance de l'engagement et de la responsabilité de ses employés envers cette politique. L'entreprise a fait de grands pas en mettant en place des procédures et des processus pour encadrer, guider et surveiller sa performance en santé et sécurité. Elle s'assure ainsi d'appliquer

avec succès une culture de prévention et d'amélioration continue. En établissant des procédures claires et en formant adéquatement ses employés, l'entreprise peut plus facilement anticiper les risques pour ses employés, dans le but de les limiter, voire les enrayer, sur leur lieu de travail.

Si l'objectif de l'entreprise est toujours de cibler zéro incident ou blessure professionnelle, les responsables demeurent toutefois lucides et transparents : « *Mis à part dans leur voiture, c'est en général au travail que les gens risquent le plus de se blesser dans leur vie. C'est probablement également un tel incident qui risquerait d'avoir le plus de conséquences immédiates sur leur vie, souvent de manière permanente*, explique Martin Brosseau, chef – Santé, sécurité et environnement chez Innergex. *Nous ne sommes pas dans un secteur très à risque, mais il est important de reconnaître que les conséquences d'un accident dans le cadre de nos opérations peuvent être graves. Nous manœuvrons*



« La santé-sécurité, c'est plus que la réglementation : c'est une responsabilité morale. »

Steven Kynoch, chef – Santé, sécurité et environnement

de la machinerie lourde et nous travaillons avec de l'électricité sous haute tension, de grands volumes d'eau, et souvent dans des conditions météorologiques difficiles, alors il est d'autant plus important d'avoir des processus rigoureux, une structure fonctionnelle et des normes de santé-sécurité des plus claires. »

Vu la croissance rapide de l'entreprise, Innergex a également implanté un système de gestion de santé-sécurité formel et structuré. Celui-ci s'inspire du référentiel BS OHSAS 18001, Gestion de la santé et de la sécurité au travail, qui est un modèle reconnu de système de gestion et de prévention de risques professionnels.

Avec ce référentiel, la Société ne se contente pas de suivre la loi et les réglementations obligatoires, mais souhaite adhérer à des normes très élevées. « Nous devons en faire plus parce que nous ne pouvons pas assurer un niveau de supervision comme il est possible de le faire dans une usine. Nos normes internes sont très élevées. Par exemple, notre procédure d'entrée en espace clos est volontairement des plus rigoureuses », indique Martin Brosseau.

Innergex doit composer avec plusieurs défis au quotidien. Elle opère des centrales à distance et ses opérateurs travaillent dans des endroits éloignés, parfois seuls ou de manière isolée. Si l'entreprise déploie tous les efforts pour que les employés soient adéquatement formés et aient tous les outils en main

pour assurer leur sécurité, il n'en demeure pas moins qu'une partie du suivi repose sur la confiance, puisqu'il n'est pas possible de superviser leur travail au quotidien. « C'est notre plus grand enjeu, explique François Hébert, vice-président principal - Exploitation et Entretien. Nos employés ne doivent pas simplement « suivre » les processus en place, ils doivent se les approprier. Il ne faut pas que nos normes soient perçues comme étant imposées ou comme une tâche supplémentaire. Elles doivent être intégrées dans nos habitudes et façons de faire, aussi naturellement que possible. C'est notre plus grand souhait, que nos employés soient partie prenante de leur propre sécurité. » L'entreprise s'assure donc de former et de donner tout le soutien nécessaire à ses gens. Les employés sont partie intégrante du processus, car ce sont eux qui ont la responsabilité d'appliquer les mesures et de respecter les procédures.


L'implantation du système de gestion de la santé, sécurité et environnement comporte 23 éléments. À ce jour, 75 % de ces éléments ont été mis en œuvre. En 2015, Innergex verra à développer et implanter les éléments restants du système de gestion. Par la suite, on compte passer de l'implantation au suivi. Ce dernier consistera à auditer le fonctionnement du système de gestion et à assurer l'amélioration continue de son application. L'objectif est que le système soit éprouvé alors qu'Innergex cherche à s'implanter dans de nouveaux marchés. ●

L'objectif du référentiel BS OHSAS 18001 est de fournir aux entreprises un support d'évaluation et de certification de leur système de gestion de la santé et de la sécurité au travail, compatible avec les normes internationales de systèmes de gestion (les plus connues étant : ISO 9001 pour la Qualité, ISO 14001 pour l'Environnement et ILO-OSH 2001 pour la Sécurité et la Santé au travail).

BS OHSAS 18001 PERMET DE :

- créer les meilleures conditions de travail possible au sein de l'organisation ;
- identifier les dangers et mettre en place des contrôles pour les gérer ;
- réduire les accidents du travail et les maladies professionnelles ;
- mobiliser et motiver le personnel avec des conditions de travail meilleures et plus sûres ;
- démontrer la conformité auprès des parties prenantes.

Le système de gestion de santé-sécurité d'Innergex s'inspire du référentiel BS OHSAS 18001.



« La santé-sécurité, c'est la responsabilité de chacun. »

Martin Brosseau, chef – Santé, sécurité et environnement



MESSAGE DE JEAN LA COUTURE

UNE AUDACE RENOUVELÉE

JEAN LA COUTURE, PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION, FAIT LE POINT SUR LES 25 ANS D'INNERGEX, LE DYNAMISME RENOUVELÉ DE L'ENTREPRISE ET L'ÉVOLUTION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION EN CONSÉQUENCE.

Parc solaire Stardale,
Ontario.

COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

	COMITÉ D'AUDIT	COMITÉ DE RÉGIE D'ENTREPRISE	COMITÉ DE MISE EN CANDIDATURE	COMITÉ DES RESSOURCES HUMAINES
John A. Hanna	Président	—	■	—
Jean La Couture	■	Président	Président	■
Richard Laflamme	—	■	■	Président
Daniel L. Lafrance	■	—	■	■
William A. Lambert	■	■	■	—

CONSEIL D'ADMINISTRATION D'INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC.

JOHN A. HANNA*

Occupation principale : Administrateur de sociétés
Administrateur d'Innervex depuis : 2003

JEAN LA COUTURE* - Président du conseil d'administration

Occupation principale : Président, Huis Clos Ltée
Administrateur d'Innervex depuis : 2003

RICHARD LAFLAMME*

Occupation principale : Administrateur de sociétés
et de régimes de retraite
Administrateur d'Innervex depuis : 2003

DANIEL L. LAFRANCE*

Occupation principale : Administrateur de sociétés
Administrateur d'Innervex depuis : 2003

WILLIAM A. LAMBERT

Occupation principale : Administrateur de sociétés
Administrateur d'Innervex depuis : 2007

MICHEL LETELLIER

Occupation principale : Président et chef de la direction de la Société
Administrateur d'Innervex depuis : 2002

* John A. Hanna, Jean La Couture, Richard Laflamme et Daniel L. Lafrance ont été nommés administrateurs de la Société le 29 mars 2010 à la suite de la réalisation du regroupement stratégique d'Innervex énergie, Fonds de revenu et d'Innervex énergie renouvelable inc. Avant le regroupement stratégique, ils étaient tous fiduciaires depuis 2003 d'Innervex Énergie, Fiducie d'Exploitation, une filiale à part entière d'Innervex énergie, Fonds de revenu.

Selon vous, quel est le plus grand défi pour Innervex au cours des 25 prochaines années?

Comme pour toute entreprise qui grandit, le plus grand défi pour Innervex sera de maintenir un profil de croissance attrayant, auquel sont habitués ses actionnaires et autres parties prenantes.

La Société devra utiliser ses acquis comme levier pour entreprendre, avec une audace renouvelée, la prochaine étape de son développement, qui l'amènera à s'implanter dans de nouveaux marchés cibles à l'international. Elle devra aussi se montrer entreprenante dans la création de partenariats et la réalisation d'acquisitions afin de consolider sa position de chef de file de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada.

Innervex a les assises pour assurer sa croissance pour de nombreuses années à venir – une croissance qui demeurera mesurée, rentable, et respectueuse de l'environnement et de ses employés, partenaires, clients et fournisseurs.

Le tournant au sein d'Innervex en appelle-t-il un au sein du conseil d'administration?

En effet, le processus naturel de planification de la relève nous donne l'occasion de nous ajuster pour mieux épauler l'équipe de direction, superviser les activités et la croissance de la Société et assurer la saine gestion des risques auxquels elle doit faire face. L'occasion se présentera prochainement, alors que nous aurons deux postes vacants à combler cette année.

La matrice de compétences élaborée par le comité de régie d'entreprise dans le cadre de la planification de la relève, et dont se sert le conseil d'administration pour évaluer la pertinence de sa composition, a permis à ce dernier de rapidement identifier les compétences à privilégier dans la recherche de nouveaux administrateurs pour appuyer la Société dans sa planification stratégique. Ainsi, nous sommes très heureux d'annoncer que Mme Monique Mercier, vice-présidente à la direction, Affaires corporatives, chef des services juridiques et secrétaire générale de Telus et basée à Vancouver, ainsi que M. Dalton McGuinty, ancien premier ministre de l'Ontario et aujourd'hui conseiller spécial, Marchés et Industries chez PwC Canada, seront proposés au poste d'administrateur en prévision de l'assemblée annuelle des actionnaires du 13 mai 2015.

Nous remercions chaleureusement John A. Hanna pour sa précieuse contribution au sein du conseil d'administration depuis le premier appel public à l'épargne d'Innervex en 2003. Puisque M. Hanna a atteint la durée maximale prévue à la charte du conseil d'administration pour siéger à titre d'administrateur de la Société, le renouvellement de son mandat ne sera pas sollicité lors de la prochaine assemblée annuelle des actionnaires. Nous lui souhaitons tout le succès voulu dans ses projets futurs. ●



Que signifient pour vous les 25 ans d'Innervex?

La célébration des 25 ans d'Innervex est l'occasion idéale de faire le bilan de ses réalisations. De fil en aiguille, la Société a apprivoisé trois technologies d'énergie renouvelable – d'abord l'hydroélectricité, puis l'énergie éolienne, et plus récemment l'énergie solaire. L'équipe d'Innervex a maîtrisé tous les aspects du processus de développement de projet, de la modélisation au financement et à la gestion de la construction. Enfin, ses opérateurs investés ont perfectionné l'exploitation et l'entretien préventif d'actifs afin d'en optimiser la qualité et la longue durée de vie.

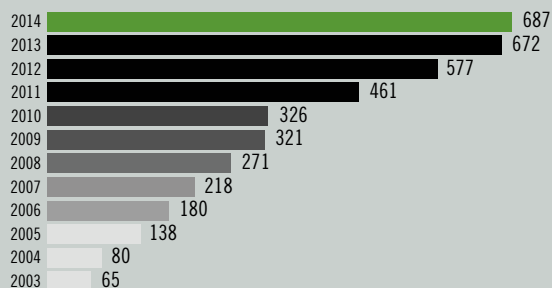
FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS

SOMMAIRE FINANCIER Pour les exercices terminés le 31 décembre (en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2014 ¹	2013 ¹	2012 ¹	2011 ²	2010 ²
Production d'électricité (MWh)	2 962 450	2 381 820	2 104 945	1 905 426	1 227 435
Produits	241 834	198 259	176 655	148 260	91 385
BAlIA ajusté ³	179 562	148 916	133 792	111 196	68 111
Dividende déclaré - \$ par action privilégiée de série A	1,25	1,25	1,25	1,25	0,42
Dividende déclaré - \$ par action privilégiée de série C ⁴	1,4375	1,57	-	-	-
Dividende déclaré - \$ par action ordinaire	0,60	0,58	0,58	0,58	0,61

- 1 Préparés conformément aux IFRS - excluent les contreprises.
- 2 Redressés conformément aux IFRS - incluent les contreprises.
- 3 Défini comme étant les produits moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels.
- 4 Le versement de dividende initial était plus élevé en 2013 pour tenir compte des dividendes accumulés depuis la date de clôture de l'émission d'actions privilégiées de série C du 11 décembre 2012. Le dividende annuel régulier est de 1,4375 \$.

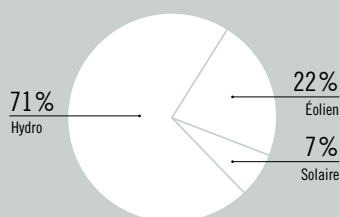
PUISSANCE INSTALLÉE NETTE

Au 31 décembre (MW)



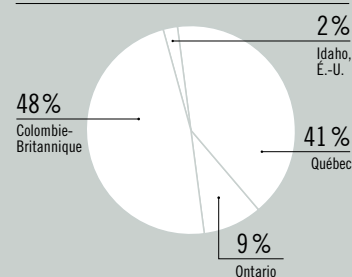
DIVERSIFICATION PAR SOURCE D'ÉNERGIE

Basé sur les produits consolidés



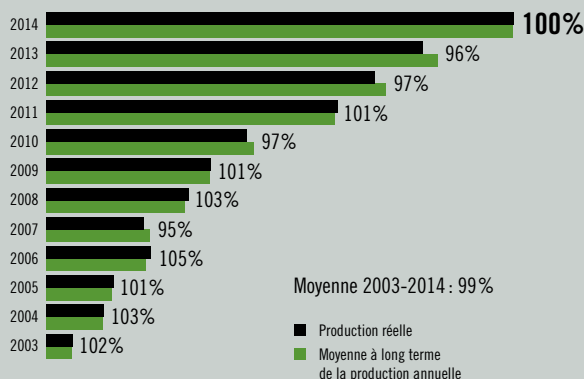
DIVERSIFICATION GÉOGRAPHIQUE

Basé sur les produits consolidés



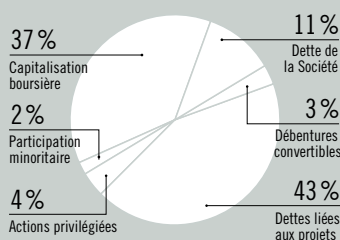
PRÉVISIBILITÉ DE LA PRODUCTION

(GWh)



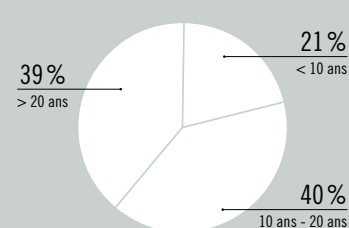
STRUCTURE DU CAPITAL

Au 31 décembre



ÉCHÉANCES DES CAÉ

Basé sur la moyenne à long terme de la production annuelle consolidée des sites en exploitation

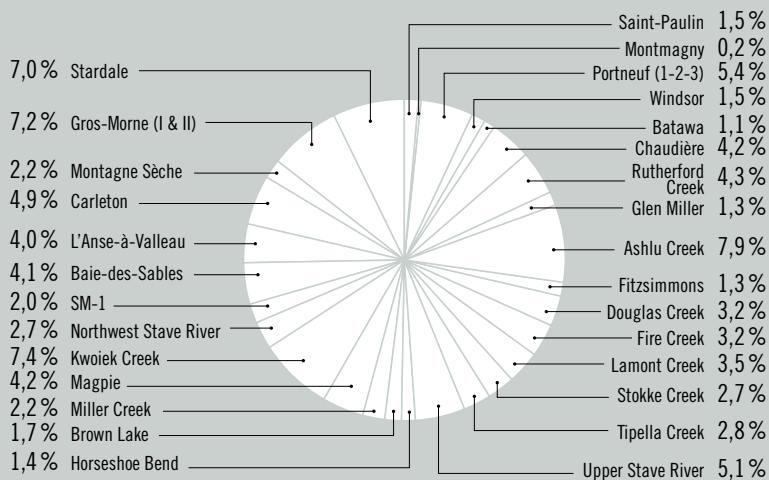


PROJETS EN DÉVELOPPEMENT	PROJET	LIEU	PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE (MW)	PARTICIPATION D'INNERGEX	COÛTS DE CONSTRUCTION ESTIMÉS (M\$)	DATE PRÉVUE DE MISE EN SERVICE
ÉOLIEN	Mesgi'g Ugju's'n	QC	150,0	50,0 %	340,0 ¹	2016
HYDRO	Tretheway Creek	C.-B.	21,2	100,0 %	111,5	2015
	Boulder Creek	C.-B.	25,3	66,7 %	119,2	2016
	Upper Lillooet River	C.-B.	81,4	66,7 %	315,0	2016
	Big Silver Creek	C.-B.	40,6	100,0 %	216,0	2016

¹ Estimation préliminaire, sous réserve de modifications.

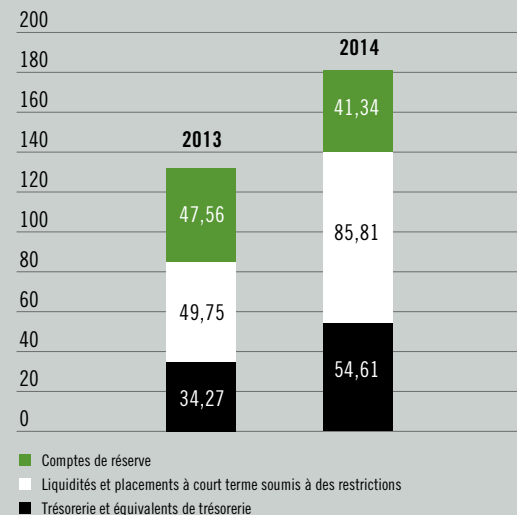
RÉPARTITION DES REVENUS PAR SITE

Basé sur les produits consolidés



LIQUIDITÉS ET COMPTES DE RÉSERVE

Au 31 décembre (M\$)



FAITS SAILLANTS 2014

La production d'électricité a augmenté de **24 %** par rapport à l'an passé

Les produits ont augmenté de 22 % à **242 M\$**

88 %
Ratio de distribution

Une acquisition
complétée

La puissance installée nette a augmenté de 2 % à **687 MW**

33 Nombre d'installations en exploitation

77 % Proportion d'énergie provenant de l'hydroélectricité

L'électricité que nous avons produite peut alimenter

247 000
foyers canadiens

93 M\$
levés en financement de projet

COMPTE RENDU D'ACTIVITÉS

Comme par le passé, nous poursuivrons notre ambitieux programme de développement, maintiendrons une structure de capital équilibrée, et demeurerons à l'affût des occasions de croissance.

PERFORMANCE	2013	2014	2015
Électricité produite ¹	2 382 GWh +13 %	2 962 GWh +24 %	Approx. +3-5 %
Produits ¹	198,3 M\$ +12 %	241,8 M\$ +22 %	Approx. +3-5 %
BAIIA ajusté ¹	148,9 M\$ +11 %	179,6 M\$ +21 %	Approx. +1 %
Flux de trésorerie disponibles	59,0 M\$	67,7 M\$	---
Ratio de distribution	93 %	88 %	< 100 %
Nombre d'installations en exploitation en fin d'année	32	33	34
Puissance installée nette en fin d'année	672 MW	687 MW	708 MW
Production moyenne à long terme consolidée, annualisée ¹	2 883 GWh	3 050 GWh	3 131 GWh

¹ Ces données excluent Umbata Falls et Viger-Denonville qui sont traitées comme des coentreprises et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

NOUS AVONS DIT QUE NOUS FERIONS

NOUS AVONS FAIT

NOUS FERONS

PERFORMANCE

Augmenter l'électricité produite, les produits et le BAIIA ajusté d'environ 20 % en raison des apports de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013 et des apports des centrales hydroélectriques Northwest Stave River et Kwoiek Creek mises en service à la fin de 2013. Le parc éolien Viger-Denonville est une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence; par conséquent, il est exclu de ces données.

✓ L'électricité produite a augmenté de 24 %, tandis que les produits ont augmenté de 22 % et le BAIIA ajusté a augmenté de 21 % grâce aux apports de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013 et des centrales hydroélectriques Northwest Stave River et Kwoiek Creek, ainsi qu'aux apports de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014, lesquels ont occasionné une croissance d'environ 3,0 % de la production d'électricité et de 2,5 % des produits.

Innergex prévoit une **augmentation d'environ 3,0 à 5,0 % de l'électricité produite et des produits** en raison principalement de l'apport de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014. La mise en service de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek étant prévue pour la fin de l'année, sa contribution aux produits et au BAIIA ajusté de la Société devrait être marginale en 2015.

La Société prévoit également une augmentation importante des charges liées aux projets potentiels afin de financer sa stratégie de croissance dans des marchés cibles à l'international. Par conséquent, elle prévoit une **hausse marginale du BAIIA ajusté** en 2015 comparativement à 2014.

Malgré une importante hausse prévue des frais liés aux projets potentiels pour financer sa stratégie de croissance, la Société prévoit **maintenir un Ratio de distribution sous la barre des 100 %** en 2015.

FINANCEMENT

Conclure le financement des projets hydroélectriques Upper Lilloet River et Boulder Creek à hauteur d'environ 370 M\$.

✗ Innergex n'a pas encore conclu de financement pour ces projets. Cependant, le taux d'intérêt sur la dette future liée aux projets a été fixé par un programme de couverture complété, pour l'essentiel, en janvier 2014. De plus, une lettre d'intention et un énoncé des modalités de prêt ont été signés à la fin de 2014.

La Société prévoit **conclure le financement des projets hydroélectriques Upper Lilloet River et Boulder Creek à hauteur d'environ 370 M\$** dans la première moitié de 2015. Le montant de financement exclut les pertes réalisées prévues sur les instruments financiers dérivés utilisés pour fixer le taux d'intérêt, lesquelles seront financées.

Conclure le financement du projet hydroélectrique Tretheway Creek à hauteur d'environ 70 M\$ en 2014 et du projet hydroélectrique Big Silver Creek à hauteur d'environ 150 M\$ fin 2014 ou début 2015.

✓ Le 30 septembre, Innergex a conclu un financement de 92,9 M\$ comportant un taux d'intérêt de 4,99 % et une échéance de 40 ans pour le projet hydroélectrique Tretheway Creek.

La Société prévoit **conclure le financement du projet hydroélectrique Big Silver Creek à hauteur d'environ 150 M\$** dans la première moitié de 2015. Le montant de financement exclut les pertes réalisées prévues sur les instruments financiers dérivés utilisés pour fixer le taux d'intérêt, lesquelles seront financées.

Innergex n'a pas encore conclu le financement du projet hydroélectrique Big Silver Creek. Cependant, le taux d'intérêt sur la dette future liée au projet a été fixé par un programme de couverture complété, pour l'essentiel, en janvier 2014. De plus, plusieurs offres ont été reçues au début de 2015.

Entamer un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée au projet éolien Mesgi'g Uguju's'n.

✓ En avril 2014, Innergex a complété, pour l'essentiel, un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée au projet éolien Mesgi'g Uguju's'n.

La Société prévoit **conclure le financement du projet éolien Mesgi'g Uguju's'n à hauteur d'environ 280 M\$** en 2015. Le montant de financement exclut les pertes réalisées prévues sur les instruments financiers dérivés utilisés pour fixer le taux d'intérêt, lesquelles seront financées.

NOUS AVONS DIT QUE NOUS FERIONS

Refinancer la centrale hydroélectrique Umbata Falls à hauteur d'environ 47 M\$.

NOUS AVONS FAIT

⊗ Innergex et son partenaire n'ont pas refinancé la centrale hydroélectrique Umbata Falls. Cependant, l'échéance initiale du prêt en juillet 2014 a été prolongée jusqu'au 31 mars 2015. Des discussions sont en cours pour optimiser le refinancement de cette centrale.

En novembre, Innergex a prolongé de 2018 à 2019 sa facilité à terme de crédit rotatif, en plus d'augmenter temporairement sa capacité d'emprunt de 425 M\$ à 475 M\$, jusqu'au 30 juin 2015.

Ces modifications procureront une plus grande flexibilité financière d'ici à ce que la Société conclue les financements de projet qui restent à mettre en place.

NOUS FERONS

La Société et son partenaire ont l'intention de **refinancer la centrale hydroélectrique Umbata Falls à hauteur d'environ 47 M\$** au cours du premier trimestre de 2015, compte tenu de l'échéance (reportée) du financement de projet initial.

DÉVELOPPEMENT – CROISSANCE INTERNE

Faire progresser la construction de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek et commencer la construction de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek.

Faire progresser la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek.

Avec son partenaire autochtone, **signer un contrat d'achat d'électricité et faire progresser le développement et obtenir les permis du projet éolien Mesgi'g Ugju's'n**, avec l'intention d'en commencer la construction en 2015.

Soumettre plusieurs projets éoliens potentiels dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec de 450 MW d'ici l'échéance de septembre 2014.

Renouveler le contrat d'achat d'électricité pour la centrale hydroélectrique Saint-Paulin de 8,0 MW pour un deuxième terme de 20 ans.

✔ Innergex a fait progresser les activités de construction de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek conformément à l'échéancier et au budget prévus.

Innergex a commencé la construction de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek en juin 2014 conformément à l'échéancier et au budget prévus.

✔ Innergex a fait progresser la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek conformément à l'échéancier et au budget prévus.

✔ En mars, Innergex et son partenaire ont signé un contrat d'achat d'électricité de 20 ans avec Hydro-Québec Distribution pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n. À l'automne, les partenaires ont signé un contrat d'approvisionnement de turbines avec Servion SE. En octobre, le projet a obtenu le décret gouvernemental et les activités de préconstruction ont débuté peu après.

✔ Au total, 54 soumissions totalisant 6 627 MW ont été déposées dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec de 450 MW de nouvelle énergie éolienne. Innergex a soumis cinq projets totalisant 813 MW, de grande qualité et compétitifs en termes de prix. Malheureusement, aucun des projets de la Société n'a été retenu. L'un d'eux a toutefois été retenu comme projet de réserve.

⊗ Innergex a envoyé un avis de renouvellement automatique à Hydro-Québec et, par la suite, a entamé une procédure d'arbitrage, qu'elle a accepté de suspendre 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 indépendants d'électricité. En attendant, les conditions du contrat de la centrale Saint-Paulin sont maintenues.

La Société prévoit **faire progresser la construction de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek et effectuer sa mise en service** à la fin de 2015.

La Société prévoit également **faire progresser la construction de la centrale hydroélectrique Big Silver Creek** durant l'année.

La Société prévoit **faire progresser la construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek** durant l'année.

La Société et son partenaire prévoient **commencer la construction du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n** au printemps 2015.

Innergex entend suivre le cours du processus entamé afin de **finaliser les modalités du contrat de la centrale hydroélectrique Saint-Paulin** aux meilleures conditions possible.

Innergex prévoit également **renouveler le contrat d'achat d'électricité pour la centrale hydroélectrique Windsor de 5,0 MW** pour un deuxième terme de 20 ans. À cette fin, elle a déjà envoyé un avis de renouvellement automatique à Hydro-Québec.

Innergex prévoit **soumettre des projets éoliens et solaires potentiels dans le cadre de l'appel d'offres de l'Ontario pour 440 MW** d'ici l'échéance de septembre 2015.

Innergex et son partenaire de la Nation In-SHUCK-ch **prévoient poursuivre les négociations pour des contrats d'achats d'électricité pour un ensemble de projets hydroélectriques** avec BC Hydro et le gouvernement de la Colombie-Britannique.

CROISSANCE EXTERNE

Compléter l'acquisition d'autres actifs d'Hydroméga à des conditions qui permettront d'assurer qu'elles seront rentables.

Étudier des occasions de fusions-acquisitions qui correspondent à la mission de la Société et qui contribuent aux flux de trésorerie, tout en satisfaisant ses exigences de rendement et son profil de risque.

✔ Innergex et son partenaire, le Régime de rentes du Mouvement Desjardins, ont conclu auprès du Groupe de sociétés Hydroméga l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 de 30,5 MW en juin 2014.

Le remboursement d'un dépôt de 25,0 M\$ (plus intérêts courus) fait à Hydroméga en 2012 a mis un terme à la lettre d'intention et à la période d'exclusivité dont disposait la Société à l'égard d'autres actifs d'Hydroméga.

✔ Innergex est demeurée active et disciplinée dans l'étude de plusieurs dossiers d'acquisition tout au long de l'année. Elle n'a pas réussi à conclure une acquisition (autre que celle de SM-1) à des conditions satisfaisant ses exigences de rendement et son profil de risque.

La Société prévoit continuer d'**étudier des occasions de fusions-acquisitions** qui correspondent à sa stratégie de croissance de **s'implanter dans des marchés cibles à l'international et de consolider sa position de chef de file de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada** et qui contribuent aux flux de trésorerie, tout en satisfaisant ses exigences de rendement et son profil de risque.

INFORMATION PROSPECTIVE DANS LE PRÉSENT DOCUMENT

Le tableau ci-dessous présente certaines informations prospectives, décrites en deuxième page de couverture et contenues dans ce document, que la Société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels.

Il présente également les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

PRINCIPALES HYPOTHÈSES	PRINCIPAUX RISQUES ET PRINCIPALES INCERTITUDES
<p>PRODUCTION PRÉVUE</p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme (PMLT) d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs indépendants 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 passés 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 qui sont pris en compte comprennent, sans s'y limiter, la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Un facteur d'utilisation est appliqué pour refléter la nature intermittente de l'énergie renouvelable. 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 (excluant les installations d'Umbata Falls et de 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'énergie connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p>
<p>PRODUITS PRÉVUS</p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le contrat d'achat d'électricité conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Ces contrats définissent un prix de base et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison, sauf dans le cas de la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les contrats d'achat d'électricité prévoient également un rajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation. Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (excluant les installations d'Umbata Falls et de Viger-Denonville, comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Niveaux de production inférieurs à la PMLT en raison des risques et incertitudes précités</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 les résultats d'exploitation prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau et de charges liées aux projets potentiels prévus, 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 (excluant les installations d'Umbata Falls et de Viger-Denonville, comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</p> <p>Variations des frais liés aux permis d'utilisation de l'eau et aux droits de propriété foncière</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p>

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES PRÉVUS ET RATIO DE DISTRIBUTION

La Société estime les Flux de trésorerie disponibles en calculant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation prévues avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses estimées en immobilisations destinées à l'entretien déductions faites des produits de cession, les remboursements de la dette prévus, les dividendes sur actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle. Elle tient compte d'autres éléments, soit les entrées ou les sorties de trésorerie qui ne sont pas représentatives de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, par exemple la réintégration des coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées, la réintégration des pertes réalisées ou la soustraction des gains réalisés sur des instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir le taux d'intérêt sur la dette liée aux projets avant que cette dette ne soit contractée, et d'autres éléments au besoin.

La Société estime le Ratio de distribution en divisant le dernier dividende annuel déclaré par les Flux de trésorerie disponibles projetés. Il représente sa capacité à maintenir le dividende actuel et des augmentations de dividende, ainsi que sa capacité à financer sa croissance.

COÛTS DE PROJETS ESTIMÉS, OBTENTION PRÉVUE DES PERMIS, DÉBUT DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION, TRAVAUX RÉALISÉS ET DÉBUT DE LA MISE EN SERVICE DES PROJETS EN DÉVELOPPEMENT OU DES PROJETS POTENTIELS

La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») dont les services ont été retenus pour le projet.

La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses Projets en développement et des indications à propos de ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.

FINANCEMENT LIÉ AUX PROJETS OU REFINANCEMENT PRÉVU LIÉ AUX INSTALLATIONS EN EXPLOITATION

La Société fournit des indications au sujet de son intention d'obtenir du financement de projet sans recours pour ses Projets en développement et de refinancer des Installations en exploitation à l'échéance des dettes actuelles fondées sur la PMLT prévue, compte tenu des coûts et des produits prévus de chaque projet, de la durée restante du CAÉ et d'un ratio de levier financier d'environ 75-85 %, ainsi que de sa grande expérience du financement de projets et de sa connaissance du marché des capitaux.

INTENTION DE SOUMETTRE DES PROJETS DANS LE CADRE D'APPELS D'OFFRES

La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets dans le cadre 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.

INTENTION DE S'IMPLANTER DANS DES MARCHÉS CIBLES À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

Compte tenu de son plan stratégique, la Société fournit des indications au sujet de son intention d'établir une présence dans des marchés cibles à l'échelle internationale au cours des prochaines années.

PRINCIPAUX RISQUES ET PRINCIPALES INCERTITUDES

Un BAIIA ajusté inférieur aux attentes en raison des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus, ainsi que de charges liées aux projets potentiels plus élevées que prévu

Des coûts de projets supérieurs aux attentes en raison de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets

Risques réglementaires et politiques

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement

Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures

Charges d'entretien imprévues

La Société pourrait ne pas déclarer ni verser un dividende

Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC

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

Obtention des permis

Approvisionnement en matériel

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement

Relations avec les parties prenantes

Risques réglementaires et politiques

Taux d'inflation plus élevé que prévu

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement

Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures

Risques réglementaires et politiques

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

Capacité de conclure de nouveaux contrats d'achat d'électricité

Risques réglementaires et politiques

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

Capacité de conclure de nouveaux CAÉ

Fluctuations du taux de change

RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

ACTIONS ORDINAIRES (TSX : INE)

Innergex énergie renouvelable inc. avait 100 672 000 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 11,36 \$ l'action, au 31 décembre 2014. 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 1,25 \$ l'action, payable trimestriellement le 15^e jour de janvier, avril, juillet et octobre. Les actions privilégiées de série A seront rachetables au gré de la Société à partir du 15 janvier 2016.

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 seront rachetables au gré de la Société à partir du 15 janvier 2018.

DÉBENTURES CONVERTIBLES (TSX : INE.DB)

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures convertibles d'un montant notionnel de 80,5 millions de dollars, portant intérêt au taux de 5,75 % par année et venant à échéance le 30 avril 2017. Chaque débenture convertible peut être convertie en actions ordinaires de la Société au prix de 10,65 \$ l'action au gré du détenteur en tout temps avant la date la plus rapprochée du 30 avril 2017 ou de la date de rachat précisée par la Société. Les débetures convertibles sont subordonnées à tous les autres titres de créance de la Société.

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 contacter notre agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres :

Services aux investisseurs Computershare inc.

1500, rue Université, bureau 700
Montréal (Québec) 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 à l'intention de ses actionnaires ordinaires. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquérir des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces. Pour plus de renseignements à propos du RRD de la Société, veuillez visiter notre site web au www.innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare 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.

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
Débetures convertibles	--

S&P/TSX

La Société fait partie des indices boursiers suivants :

- l'indice composé S&P/TSX
- l'indice de dividendes composé S&P/TSX
- l'indice de revenus sur les actions S&P/TSX
- l'indice composé à faible volatilité S&P/TSX
- l'indice des titres à petite capitalisation S&P/TSX

et

- l'indice des énergies renouvelables et des technologies propres S&P/TSX

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

RELATIONS AVEC LES INVESTISSEURS

Pour toute demande de renseignements financiers, de mises à jour concernant la Société, de communiqués de presse récents ou de présentations, veuillez contacter :

Marie-Josée Privyk, CFA, PAPPD

Directrice – Communications et Développement durable
Tél. : 450 928-2550, poste 222 / mjprivyk@innnergex.com

Ou visitez www.innnergex.com.

This document is available in English.

For an electronic version, please visit our Website at www.innnergex.com.

For hard copies, please contact info@innnergex.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

www.innergex.com

info@innergex.com

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.



INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

REVUE FINANCIÈRE

AU 31 DÉCEMBRE 2014

Table des matières

- 2** Rapport de gestion
- 57** Responsabilité de l'information financière
- 58** Rapport de l'auditeur indépendant
- 59** États financiers consolidés
- 67** Notes complémentaires aux états financiers consolidés
- 138** Renseignements pour les investisseurs

2014

25 DURABLE
ANS par NATURE



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 et dans l'Idaho, aux États-Unis. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto

sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débetures convertibles sous le symbole INE.DB.

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

FAITS SAILLANTS 2014

Innergex et son partenaire, les Premières Nations Mi'gmaq du Québec, ont signé un contrat d'achat d'électricité de 20 ans avec Hydro-Québec Distribution et un contrat d'approvisionnement de turbines avec Senvion SE pour le projet éolien Mesgi'g Ugiu's'n de 150 MW. Le projet a également reçu son décret gouvernemental à l'automne et les activités de préconstruction ont débuté peu après.

En juin, Innergex et son partenaire, le Régime de rentes du Mouvement Desjardins, ont complété l'acquisition de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau SM-1 de 30,5 MW, située au Québec, Canada. Un programme d'amélioration des immobilisations de 5,2 M\$ qui avait débuté en mai s'est terminé en décembre 2014, permettant d'augmenter de 9 % sa production moyenne à long terme.

La Société a complété un financement de 92,9 M\$ pour le projet hydroélectrique Tretheway Creek. Elle a également mis en place, pour l'essentiel, un programme de couverture qui fixe, jusqu'à la clôture du financement, le taux d'intérêt lié à ses quatre autres projets en développement. Elle a aussi prolongé de 2018 à 2019 sa facilité à terme de crédit rotatif en plus d'augmenter temporairement sa capacité d'emprunt de 425 M\$ à 475 M\$, jusqu'au 30 juin 2015.

En août, la Société a annoncé un accord de partenariat avec la Nation In-SHUCK-ch pour le développement de six projets hydroélectriques au fil de l'eau totalisant 150 MW en Colombie-Britannique.

Les activités de construction ont commencé pour le projet hydroélectrique Big Silver Creek en Colombie-Britannique.

PERFORMANCE FINANCIÈRE DE 2014

La production d'électricité a augmenté de **24 %** à 2 962 GWh et a atteint 100 % de la moyenne à long terme

Le BAIIA ajusté a augmenté de **21 %** à 179,6 M\$ comparativement à l'exercice précédent

Le Ratio de distribution est passé à **88 %** comparativement à 93 % pour l'exercice précédent

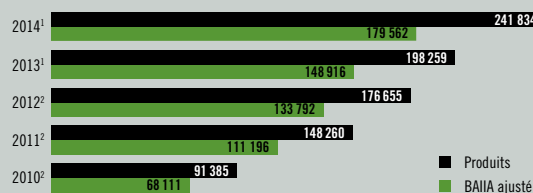
Le 13 mai 2014, la Société a décidé d'accorder un escompte de 2,5 % sur le prix d'achat des actions émises aux actionnaires qui participent au Régime de réinvestissement de dividendes (RRD). Par conséquent, les actions achetées aux termes du RRD demeureront des actions nouvellement émises, et le prix sera fixé au cours moyen pondéré des actions ordinaires à la Bourse de Toronto pendant les cinq (5) jours ouvrables précédant immédiatement la date de versement du dividende, moins l'escompte de 2,5 %. ●

Les produits ont augmenté de **22 %** à 241,8 M\$ comparativement à l'exercice précédent

Les Flux de trésorerie disponibles générés ont atteint **67,7 M\$**

PRODUITS ET BAIJA AJUSTÉ

Au 31 décembre
(000 \$)

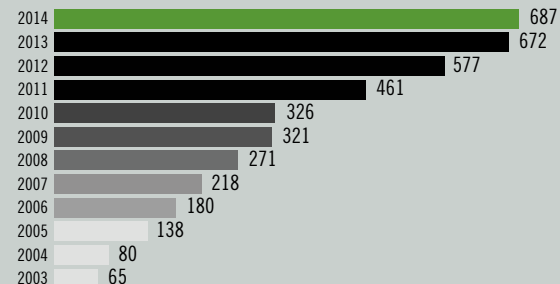


1 Préparés conformément aux IFRS - excluent les coentreprises (IFRS 11).

2 Incluent 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 2014. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 24 février 2015, date à laquelle il a été approuvé par le Conseil d'administration de la Société.

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

Les états financiers consolidés audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, ainsi que les données comparables de 2013, ont été préparés conformément aux normes internationales d'information financière (« IFRS »). Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent avoir une incidence sur certains calculs.

TABLE DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	2	Dividendes	24
Information prospective	3	Situation financière	25
Mesures non conformes aux IFRS	5	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	35
Renseignements supplémentaires et mises à jour ...	5	Performance financière prévue	36
Vue d'ensemble	6	Information sectorielle	39
Stratégie de la Société	7	Renseignements financiers trimestriels	42
Tendances du marché	10	Résultats du quatrième trimestre	43
Information annuelle choisie	12	Participations dans des coentreprises	45
Activités en 2014	13	Filiales non entièrement détenues	47
Projets en développement	15	Risques et incertitudes	52
Projets potentiels	16	Principales conventions comptables	55
Résultats d'exploitation	17	Modifications de méthodes comptables	55
Liquidités et ressources en capital	23	Événements postérieurs à la clôture	56

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

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

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

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière et vice-président principal de la Société ont évalué l'efficacité des CPCI et des CIIF au 31 décembre 2014 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 2014. Il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant l'exercice clos le 31 décembre 2014 qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la Société.

RAPPORT DE GESTION

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

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

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

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective est présentée à la date du présent rapport de gestion et la Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information prospective pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Information prospective dans le présent rapport de gestion

Le tableau ci-dessous présente certaines informations prospectives contenues dans le présent rapport de gestion que la Société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels, ainsi que les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

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>Production prévue</p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme (PMLT) d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée. La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats (exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence).</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires</p> <p>Défaillance du matériel ou activités d'exploitation et d'entretien imprévus</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>BAlIA ajusté prévu</p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en soustrayant des produits estimés les charges d'exploitation annuelles prévues, qui sont constituées principalement des salaires des opérateurs, des primes d'assurance, des charges liées à l'exploitation et à l'entretien, des impôts fonciers et des redevances; à l'exception des charges d'entretien, ces charges sont prévisibles et relativement fixes et varient essentiellement en fonction de l'inflation. Sur une base consolidée, la Société estime le BAlIA ajusté annuel en additionnant le résultat opérationnel prévu de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats*. Elle soustrait de ces résultats les frais généraux et d'administration prévus qui sont constitués principalement de salaires et de frais de bureau et de charges liées aux Projets potentiels prévues, lesquelles sont établies à partir du nombre de projets potentiels que la Société décide de développer et des ressources dont elle a besoin à cette fin.</p> <p>*exclut Umbata Falls et Viger-Denonville comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence</p>	<p>Variabilité de la performance des installations et pénalités qui s'y rattachent</p> <p>Variations des frais liés aux permis d'utilisation de l'eau et aux droits de propriété foncière</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p> <p>Variations du prix d'achat de l'électricité au renouvellement d'un CAÉ</p>
<p>Coûts de projets estimés, obtention des permis prévue, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des Projets en développement ou des Projets potentiels</p> <p>La Société fait une estimation des coûts pour chaque projet en développement fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts fournies par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (« IAC ») dont les services ont été retenus pour le projet.</p> <p>La Société fournit des indications sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses Projets en développement et des indications à propos de ses Projets potentiels, compte tenu de sa grande expérience en tant que promoteur.</p>	<p>Exécution par les contreparties, par exemple les entrepreneurs IAC</p> <p>Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Obtention des permis</p> <p>Approvisionnement en matériel</p> <p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Relations avec les parties prenantes</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Taux d'inflation plus élevé que prévu</p>
<p>Financement lié aux projets ou refinancement lié aux Installations en exploitation prévu</p> <p>La Société fournit des indications au sujet de son intention d'obtenir du financement de projet sans recours pour ses Projets en développement et de refinancer des Installations en exploitation à l'échéance des dettes actuelles fondées sur la PMLT prévue, compte tenu des coûts et des produits prévus de chaque projet, de la durée restante du CAÉ et d'un ratio de levier financier d'environ 75 %-85 % ainsi que de sa grande expérience du financement de projets et de sa connaissance du marché des capitaux.</p>	<p>Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p>

RAPPORT DE GESTION

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

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Flux de trésorerie disponibles prévus</p> <p>La Société estime les Flux de trésorerie disponibles comme étant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation prévus, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien prévues déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro L.P. pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur contrat d'achat d'électricité. Elle effectue d'autres ajustements correspondant aux entrées ou aux sorties de trésorerie qui ne sont pas représentatives de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que le rajout des coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition) et le rajout des pertes ou le retrait des gains réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets.</p>	<p>Un BAIIA ajusté inférieur aux attentes en raison des risques et incertitudes mentionnés ci-dessus, ainsi que de charges liées aux projets potentiels plus élevées que prévu</p> <p>Des coûts de projets supérieurs aux attentes en raison de l'exécution par les contreparties et de retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets</p> <p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Disponibilité du financement et fluctuations des taux d'intérêt</p> <p>Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p>
<p>Intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres</p> <p>La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p>
<p>Intention de s'implanter dans des marchés cibles à l'échelle internationale</p> <p>Compte tenu de son plan stratégique, la Société fournit des indications au sujet de son intention d'établir une présence dans des marchés cibles à l'échelle internationale au cours des prochaines années.</p>	<p>Risques réglementaires et politiques</p> <p>Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires</p> <p>Capacité de conclure de nouveaux CAÉ</p> <p>Fluctuations du taux de change</p>

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. De plus, ces indicateurs facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes. Le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent les produits d'exploitation moins les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux Projets potentiels. Les références aux « Flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus les entrées de trésorerie perçues par Harrison Hydro Limited Partnership pour des services de transmission devant être fournis à d'autres installations détenues par la Société tout au long de leur CAÉ, plus ou moins d'autres éléments tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions (qui sont financés au moment de l'acquisition) et les pertes ou gains réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets. Les références au « Ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les Flux de trésorerie disponibles. Les lecteurs sont avisés que le BAIIA ajusté ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net et que les Flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

Des mises à jour et des compléments d'information concernant la Société sont régulièrement disponibles par l'entremise des communiqués de presse, des états financiers trimestriels et de la *Notice annuelle* que vous trouverez sur le site de la Société à l'adresse www.innergex.com et sur celui de SEDAR à l'adresse www.sedar.com. L'information postée sur le site Web de la Société ou qui peut être accessible par ce site Web ne fait pas partie du présent rapport de gestion et n'est pas intégrée aux présentes par renvoi.

RAPPORT DE GESTION

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

VUE D'ENSEMBLE

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

Portefeuille d'actifs

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

- 33 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre novembre 1994 et janvier 2014, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 7,2 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 18,5 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute);
- cinq projets qui ont des dates prévues de mise en service en 2015 et 2016 (les « Projets en développement »). Les travaux de construction sont en cours pour quatre des projets; et
- plusieurs projets pour lesquels des droits de propriété foncière ont été obtenus, pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou pour lesquels une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres ou dans le cadre d'un programme d'offre standard (collectivement, les « Projets potentiels »). Ces projets sont à différents stades de développement.

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

INNERGEX

	Installations en exploitation	Projets en développement	Projets potentiels
Hydroélectricité			
Puissance brute :	547,0 MW	168,5 MW	1 020,0 MW
Puissance nette ¹ :	417,7 MW	132,9 MW	970,0 MW
Éolien			
Puissance brute :	614,1 MW	150,0 MW	2 270,0 MW
Puissance nette ¹ :	236,3 MW	75,0 MW	2 180,0 MW
Solaire			
Puissance brute :	33,2 MW	-	40,0 MW
Puissance nette ¹ :	33,2 MW	-	40,0 MW
Total			
Puissance brute :	1 194,3 MW	318,5 MW	3 330,0 MW
Puissance nette ¹ :	687,2 MW	207,9 MW	3 190,0 MW

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

RAPPORT DE GESTION

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

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société est de développer ou d'acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un attrayant rendement 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.

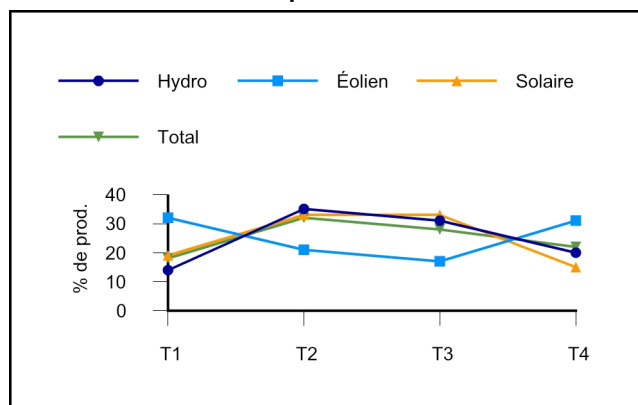
Maintien de la diversification des sources d'énergie

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 26 centrales hydroélectriques localisées sur 23 bassins versants, six parcs éoliens et un parc solaire, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits. De plus, compte tenu de la nature de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustrent le tableau et les diagrammes suivants :

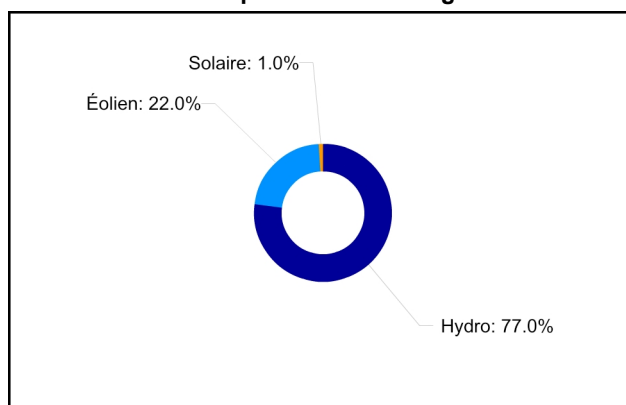
En GWh et %	Production moyenne à long terme consolidée ¹								
	T1		T2		T3		T4		Total
HYDRO	321,9	14 %	815,9	35 %	724,3	31 %	472,8	20 %	2 334,9
ÉOLIEN	213,6	32 %	142,8	21 %	112,8	17 %	207,3	31 %	676,5
SOLAIRE ²	7,3	19 %	12,5	33 %	12,6	33 %	5,8	15 %	38,2
Total	542,8	18 %	971,2	32 %	849,7	28 %	685,8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

1. Production moyenne à long terme (PMLT) annualisée pour les installations en exploitation au 24 février 2015. La PMLT est présentée conformément aux règles de comptabilisation des produits des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, laquelle est présentée à la rubrique « Participations dans des coentreprises ».
2. La PMLT pour un parc solaire diminue avec le temps en raison de la dégradation prévue des panneaux.

PMLT par trimestre



PMLT par source d'énergie



RAPPORT DE GESTION

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

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 ainsi que des autres Projets potentiels de Creek Power Inc.), la Mi'gma'wei Mawimi (ou les « Premières Nations Mi'gmaq du Québec ») (propriétaire de 50 % du Projet en développement éolien Mesgi'g Ugnu'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 L.P., respectivement), ainsi que le Régime de rente du Mouvement Desjardins (propriétaire de 49,99 % de la centrale hydroélectrique SM-1).

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 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 Québec, Hydro-Québec a conclu en décembre 2014 un appel d'offres visant un bloc de 450 MW d'énergie éolienne, y compris 300 MW pour des projets dans les régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie et des projets de 150 MW ailleurs dans la province. La Société a soumis plusieurs projets, mais aucun n'a débouché sur un contrat. Elle demeure cependant confiante dans la viabilité à long terme des projets de petites centrales hydroélectriques et de parcs éoliens dans la province et elle continue de faire progresser plusieurs projets en vue d'occasions futures d'approvisionnement en énergie renouvelable. En outre, les prix liés au récent appel d'offres démontrent la compétitivité de l'énergie renouvelable au Québec, et ce, même dans le contexte de la faiblesse des prix des combustibles fossiles et du potentiel d'approvisionnement que présentent les grands barrages hydroélectriques.

En Ontario, le gouvernement a mis en place un processus d'offre compétitif qui prendra en compte les besoins et les préoccupations des communautés locales, notamment les municipalités et les Premières Nations. Il prévoit un appel d'offres de 300 MW d'énergie éolienne et de 140 MW d'énergie solaire en 2015 et un autre de 300 MW d'énergie éolienne et de 150 MW d'énergie solaire en 2016, avec des révisions annuelles. La Société a plusieurs projets éoliens et solaires qu'elle continue de faire progresser en prévision des soumissions aux termes de ces processus d'offre compétitifs. D'autres Projets potentiels en Ontario, en particulier dans le secteur éolien, continuent de dépendre de l'expansion du réseau de transport dans le nord de la province et présentent un potentiel à plus long terme.

En Colombie-Britannique, le gouvernement a affirmé son appui à un secteur de l'énergie propre sain et diversifié et à la promotion d'occasions dans le secteur de l'énergie propre pour les Premières Nations, sans toutefois fixer à ce stade des cibles d'approvisionnement déterminées pour l'énergie renouvelable. De plus, la province prévoit un accroissement de la demande d'électricité et a des plans ambitieux visant l'expansion des secteurs de l'exploitation minière et du gaz naturel liquéfié (« GNL »). En décembre 2014, le gouvernement a annoncé l'approbation du projet de barrage hydroélectrique Site C de 1 100 MW de BC Hydro, dont la mise en service commercial est prévue pour 2024, ce qui pourrait signifier des perspectives plus limitées pour les producteurs indépendants d'électricité. Le barrage Site C est une composante du Plan de ressources intégré de BC Hydro qui a été approuvé par le gouvernement en novembre 2013 et qui doit être révisé à l'automne 2015. Ce plan stratégique à long terme flexible vise à répondre à la croissance de la demande d'électricité dans la province au cours

RAPPORT DE GESTION

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

des 20 prochaines années. La Société continue d'aller de l'avant avec le développement de plusieurs Projets potentiels afin de répondre aux besoins en approvisionnement d'énergie renouvelable futurs dans cette province.

Aux États-Unis, la Société continuera à évaluer les possibilités avec discernement, particulièrement à la lumière de la priorité accordée par l'administration actuelle à la question des changements climatiques et à la réduction des émissions de GES, ainsi que de l'existence de normes en matière d'offre d'énergie renouvelable dans plusieurs États et de l'augmentation de l'approvisionnement 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 12 % en 2012 à 16 % en 2040. À court terme, la production d'énergie renouvelable devrait augmenter à la faveur des crédits d'impôts fédéraux et des politiques à l'échelle des États. À long terme, cependant, la croissance de l'énergie renouvelable devrait être alimentée par la compétitivité accrue au niveau des coûts avec les autres technologies non renouvelables. 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.

Afin de compléter ses sources de croissance à long terme, la Société a identifié un certain nombre de marchés cibles à l'échelle internationale où elle compte établir une présence au cours des prochaines années. Dans les pays en développement de l'Amérique latine, la demande d'électricité reste forte et les gouvernements cherchent à accroître leurs approvisionnements en énergie renouvelable, dont ils sont abondamment pourvus. 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.

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

Les acquisitions représentent un autre 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 2014, la Société comptait un total de 181 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 et la marge sur le BAIIA ajusté, les Flux de trésorerie disponibles et le Ratio de distribution. Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La Société croit que ces indicateurs sont importants puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur les capacités de production et de génération de trésorerie de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également les comparaisons des résultats entre les périodes. Ce 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 0,62 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement.

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

RAPPORT DE GESTION

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

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 nord-américains 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 en Amérique du Nord, 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 oeuvre 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 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.

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 l'augmentation des prix de l'électricité et des combustibles fossiles, 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 oeuvre 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 les 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 (93 % de l'électricité totale à partir de sources propres ou renouvelables), l'Ontario (accroissement de la puissance installée d'énergie hydroélectrique à 9 300 MW et développement de 10 700 MW à partir de l'énergie éolienne et solaire et de la bioénergie d'ici 2021) et le Québec (développement de 4 000 MW d'énergie éolienne d'ici 2015 et capacité supplémentaire de 100 MW d'énergie éolienne pour chaque tranche de 1 000 MW de puissance installée d'énergie hydroélectrique supplémentaire).

Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques. Compte tenu d'une puissance hydroélectrique installée estimée de plus de 74 000 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

RAPPORT DE GESTION

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

un rôle important dans la mise en œuvre de projets hydroélectriques et d'autres projets isolés de production d'énergie renouvelable.

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 cinquième rang pour la production d'énergie éolienne dans le monde avec une puissance installée de plus de 9 700 MW et environ 1 500 MW par année d'énergie éolienne mise en service au cours des prochaines années. Plusieurs raisons expliquent la vitalité de l'industrie de l'énergie éolienne, 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, en particulier en Ontario. Selon la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), l'Office de l'électricité de l'Ontario gérait, à la fin du troisième trimestre de 2014, une puissance installée d'énergie photovoltaïque solaire en service commercial de 1 235 MW, et une puissance supplémentaire de 939 MW était en développement. Bien que l'énergie solaire coûte plus cher que les sources d'énergie traditionnelles et les autres sources d'énergie renouvelable, les coûts de production diminuent constamment grâce aux améliorations technologiques et aux économies d'échelle. Le gouvernement de l'Ontario a annoncé son intention de soutenir l'industrie de l'énergie solaire de la province et prévoit l'approvisionnement de 140 MW de nouvelle énergie solaire en 2015 et un autre bloc de 150 MW en 2016.

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		
	2014	2013	2012 (retraité) ³
Production (MWh)	2 962 450	2 381 820	2 104 945
PMLT (MWh)	2 964 070	2 502 562	2 169,182
Produits	241 834	198 259	176 655
BAlIA ajusté	179 562	148 916	133 792
Marge du BAlIA ajusté (Perte nette) bénéfice net	74,3% (84 378)	75,1% 45 431	75,7% (5 383)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(54 853)	48 170	1 405
(\$ par action ordinaire - de base)	(0,63)	0,43	(0,03)
(\$ par action ordinaire - dilué)	(0,63)	0,43	(0,03)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	98 341	94 694	86 557
Total de l'actif	2 716 015	2 377 074	2 296 440
Passif courant	202 035	106 051	138 561
Dette à long terme	1 610 800	1 313 718	1 166 782
Autres passifs non courants	260 937	211 539	223 510
Composante passif des débetures convertibles	80 018	79 831	79 655
Total du passif non courant	1 951 755	1 605 088	1 469 947
Participations ne donnant pas le contrôle	47 411	81 429	107 611
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	514 814	584 506	580 321
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	1,25	1,25	1,25
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action) ¹	1,4375	1,570425	—
Dividendes déclarés par action ordinaire (\$/action)	0,60	0,58	0,58
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	59 549	54 967	50 693
Flux de trésorerie disponibles ²	67 744	58 982	43 897
Ratio de distribution ²	88%	93%	115%

1. Le dividende annuel régulier s'établit à 1,4375 \$; le dividende initial était plus élevé pour tenir compte des dividendes à payer depuis la date de clôture de l'émission des Actions privilégiées de série C le 11 décembre 2012.

2. 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 ».

3. Les états financiers de 2012 ont été retraités suite à l'adoption en 2013 de la norme IFRS 11 « Partenariats ».

Comparaison entre 2014, 2013 et 2012

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les augmentations de la production, des produits et du BAlIA ajusté sont principalement attribuables à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique Magpie acquise en juillet 2013, à l'ajout des centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River mises en service à la fin de 2013 et à l'ajout de la centrale SM-1, qui a été acquise en juin 2014. La variation du résultat, qui est passé d'un bénéfice net de 45,4 M\$ à une perte nette de 84,4 M\$, est principalement attribuable à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 121,7 M\$ par suite d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant l'exercice, comparativement à un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 45,2 M\$ en 2013 par suite d'une augmentation des taux d'intérêt de référence pendant l'exercice. L'augmentation de la dette à long terme s'explique principalement par les prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif destinés à financer les coûts de construction des cinq Projets en développement de la Société et l'ajout des dettes liées aux projets SM-1 et Tretheway Creek. La baisse 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 les actions ordinaires en 2014. L'augmentation des Flux de trésorerie disponibles, qui s'explique principalement par une hausse du BAlIA ajusté, a plus que contrebalancé l'augmentation des dividendes et a donné lieu à une baisse du Ratio de distribution à 88 %.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les augmentations de la production, des produits et du BAlIA ajusté sont principalement attribuables à l'apport sur un exercice complet du parc solaire Stardale, qui a été mis en service en mai 2012, à l'apport sur un exercice complet des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, qui ont été acquises en octobre 2012, à

RAPPORT DE GESTION

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

l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne depuis novembre 2012 et à l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie en juillet 2013. La variation du résultat, qui est passé d'une perte nette de 5,4 M\$ à un bénéfice net de 45,4 M\$, est principalement attribuable aux raisons mentionnées ci-dessus ainsi qu'à un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 45,2 M\$ découlant d'une augmentation des taux d'intérêt de référence pendant l'exercice, comparativement à un profit latent de 7,8 M\$ en 2012. L'augmentation de la dette à long terme s'explique principalement par l'ajout de la dette de 72,0 M\$ liée au projet Northwest Stave River et de celle de 63,3 M\$ liée au projet Magpie et par l'accroissement de la dette liée au projet Carleton par suite du refinancement. La baisse des participations ne donnant pas le contrôle est attribuable principalement à une distribution effectuée par Harrison Hydro Limited Partnership en 2013. L'augmentation des Flux de trésorerie disponibles est attribuable principalement à l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, donnant lieu à une baisse du Ratio de distribution à 93 %.

Incidence sur le résultat net de la perte nette latente (du profit net latent) et de la perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés	Exercices clos le 31 décembre		
	2014	2013	2012
(Perte nette) bénéfice net	(84 378)	45 431	(5 383)
Ajouter (Déduire) : Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	121 685	(45 249)	(7 791)
Ajouter : Perte nette réalisée sur instruments financiers dérivés	8 366	3 259	14 127
(Déduire) Ajouter : Charge d'impôt liée aux éléments ci-dessus	(32 096)	11 127	(1 647)
Ajouter (Déduire) : Quote-part de la perte nette latente et réalisée ou du profit net latent et réalisé sur instruments financiers dérivés des coentreprises, déduction faite de la charge d'impôt qui s'y rapporte	2 804	(1 951)	(408)
	16 381	12 617	(1 102)

En excluant les pertes nettes réalisées sur instruments financiers dérivés, les pertes nettes latentes ou les profits nets latents sur instruments financiers dérivés, ainsi que l'impôt qui s'y rapporte, le bénéfice net pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 se serait établi à 16,4 M\$, comparativement à un bénéfice net de 12,6 M\$ en 2013 et à une perte nette de 1,1 M\$ en 2012.

ACTIVITÉS EN 2014

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 20 mars 2014, la Société a annoncé qu'elle procédait à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui lui permet de racheter aux fins d'annulation jusqu'à 1 million (soit environ 1 %) de ses actions ordinaires émises et en circulation entre le 24 mars 2014 et le 23 mars 2015. En date du présent rapport de gestion, la Société n'avait racheté aucune action aux fins d'annulation dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Progrès du projet éolien Mesgi'g Ugju's'n de 150 MW au Québec

Le 24 mars 2014, Innergex et son partenaire ont annoncé que Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. avait signé un contrat d'achat d'électricité de 20 ans avec Hydro-Québec Distribution pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n de 150 MW situé dans la péninsule gaspésienne, au Québec. Cette entité est contrôlée à 50-50 par les trois Premières Nations Mi'gmaq du Québec - Gesgapegiag, Gespeg et Listuguj - et par Innergex, laquelle est également responsable de la gestion de la construction et de l'exploitation du parc éolien.

Le 16 octobre 2014, la Société a annoncé l'obtention du décret du gouvernement du Québec pour le projet, ce qui marquait la fin du processus d'évaluation environnementale du projet et donnait le feu vert au démarrage des travaux de construction. Au troisième trimestre de 2014, les partenaires ont également signé un contrat d'approvisionnement de turbines avec Servion SE. Pour un complément d'information au sujet du projet Mesgi'g Ugju's'n, se reporter à la rubrique « Projets en développement ».

Escompte de 2,5 % sur le prix des actions émises en vertu du Régime de réinvestissement des dividendes (RRD)

Le 13 mai 2014, la Société a décidé d'accorder un escompte de 2,5 % sur le prix d'achat des actions émises aux actionnaires qui participent au RRD. Par conséquent, les actions achetées aux termes du RRD demeureront des actions nouvellement émises, et le prix continuera d'être fixé au cours moyen pondéré des actions ordinaires à la Bourse de Toronto pendant les cinq (5) jours ouvrables précédant immédiatement la date de versement de dividendes, moins la réduction de 2,5 %. Toute décision de la Société destinée à modifier la méthode d'achat des actions ou l'escompte accordé sur le prix d'achat des actions nouvellement émises sera annoncée par voie de communiqué.

RAPPORT DE GESTION

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

Acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 de 30,5 MW au Québec

Le 20 juin 2014, Innergex et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« Desjardins ») ont annoncé la conclusion de l'acquisition auprès du groupe de sociétés Hydroméga (« Hydroméga») de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Sainte-Marguerite-1 (« SM-1 ») de 30,5 MW, située près de Sept-îles. au Québec.

Partenariat avec Desjardins

La Société et Desjardins détiennent respectivement 50,01 % et 49,99 % des unités ordinaires d'Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (« la Société en commandite SM-1 »). La Société en commandite SM-1 a acquis la centrale hydroélectrique SM-1 pour un prix final de 80,1 M\$, en plus de la prise en charge d'une dette liée au projet sans recours de 30,8 M\$, qui porte un taux d'intérêt fixe de 7,4 % et vient à échéance en 2025. Cette dette a été ajustée à la juste valeur de marché de 37,5 M\$ lors de la consolidation par la Société. Pour un complément d'information sur les dettes liées à SM-1, se reporter à la rubrique « Situation financière ».

Innergex et la Nation In-SHUCK-ch signent un accord de partenariat pour le développement de six projets hydroélectriques en Colombie-Britannique

Le 12 août 2014, la Société a annoncé qu'elle avait convenu avec la Nation In-SHUCK-ch des conditions commerciales d'un partenariat 50-50 pour développer six projets hydroélectriques au fil de l'eau. Totalisant environ 150 MW, ces projets sont répartis sur six ruisseaux situés sur les territoires traditionnels de la Nation. Les partenaires sont présentement en discussion avec la province de la Colombie-Britannique et BC Hydro en vue d'explorer les moyens d'assurer la viabilité de ces projets par le biais de contrats d'achat d'électricité à long terme avec BC Hydro.

Conclusion du financement du projet hydroélectrique Tretheway Creek

Le 30 septembre 2014, la Société a conclu un prêt de construction et à terme sans recours de 92,9 M\$ pour le projet hydroélectrique au fil de l'eau Tretheway Creek situé en Colombie-Britannique. Le prêt portera un taux d'intérêt fixe de 4,99 %; lors de la mise en service du projet, il sera converti en prêt à terme de 40 ans et le capital commencera à être amorti sur une période de 35 ans, à compter de la sixième année. Ce financement a été entièrement souscrit par Financière Banque Nationale inc. et Sun Life du Canada, compagnie d'assurance-vie, avec Banque Nationale du Canada et Sun Life du Canada, compagnie d'assurance-vie, à titre de prêteurs. Parallèlement à la clôture du financement, la Société a réglé des contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer au préalable le taux d'intérêt sur la dette et ainsi protéger le rendement prévu du projet, ce qui a donné lieu à une perte réalisée de 8,4 M\$ sur instruments financiers dérivés. Le taux d'intérêt fixe équivalent sur le prêt est de 5,61 % environ, soit bien à l'intérieur des paramètres du modèle économique du projet. Pour un complément d'information sur le financement du projet Tretheway Creek, se reporter à la rubrique « Situation financière ».

Prolongement et augmentation temporaire de la facilité à terme de crédit rotatif

Le 6 novembre 2014, la Société a exécuté une entente de modification afin de prolonger de 2018 à 2019 sa facilité à terme de crédit rotatif en plus d'augmenter temporairement sa capacité d'emprunt de 50 M\$ jusqu'au 30 juin 2015, soit de 425 M\$ à 475 M\$. Ces modifications procureront une plus grande flexibilité financière d'ici à ce que la Société conclue les financements de projet qui restent à mettre en place.

Résultats de l'appel d'offres au Québec pour 450 MW de nouvelle énergie éolienne

Le 16 décembre 2014, Hydro-Québec Distribution a annoncé les soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres pour 450 MW de nouvelle énergie éolienne. Au total, 54 soumissions représentant 6 627 MW ont été déposées en vertu de ce processus très concurrentiel. Innergex avait soumis cinq projets totalisant 813 MW situés dans la péninsule gaspésienne et la région du Bas-Saint-Laurent, mais aucun n'a débouché sur un contrat.

La Société estime qu'elle a présenté les meilleures soumissions possible compte tenu de son expérience du développement de projets éoliens dans la péninsule gaspésienne et que celles-ci auraient donné lieu à des projets fructueux pour ses partenaires des communautés et ses actionnaires. Ces soumissions proposaient des prix concurrentiels si on les compare aux prix des soumissions retenues. Un de ces projets a été mis en réserve, dans l'éventualité où l'une des soumissions retenues ne se matérialisait pas.

Il est important de mentionner que les prix associés à cet appel d'offres témoignent de la compétitivité de l'énergie renouvelable au Québec et ailleurs, et ce, même dans le contexte de la faiblesse des prix des énergies fossiles.

RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

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

PROJETS EN CONSTRUCTION	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MS ¹	PMLT brute estimée ^{2,3} (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés ² (M\$)	Au 31 déc. (M\$)	Produits ² (M\$)	BAIIA ajusté ² (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Tretheway Creek	100,0	21,2	2015	81,0	40	111,5	73,4	9,0	7,5
Upper Lillooet River	66,7	81,4	2016	334,0	40	315,0 ⁴	127,7 ⁴	33,0 ⁴	27,5 ⁴
Boulder Creek	66,7	25,3	2016	92,5	40	119,2 ⁴	38,9 ⁴	9,0 ⁴	7,5 ⁴
Big Silver Creek	100,0	40,6	2016	139,8	40	216,0	71,8	18,0	15,0
		168,5		647,3		761,7	311,8	69,0	57,5

1. Date de mise en service.

2. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société.

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

4. Correspond à 100 % de cette installation.

Tretheway Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en octobre 2013. En date du présent rapport de gestion, la construction de la prise d'eau est en cours et l'installation de la conduite forcée est presque terminée; la première étape de coulage du béton pour la fondation de la centrale est terminée et la superstructure de la centrale et le pont roulant sont installés; l'approvisionnement des vannes et autres équipements de contrôle est finalisé et la livraison doit commencer prochainement; la livraison des turbines et des générateurs est prévue pour le deuxième trimestre de 2015. Le 30 septembre 2014, la Société a conclu un financement sans recours pour un prêt de construction et à terme de 92,9 M\$ pour le projet. La mise en service de la centrale est prévue d'ici la fin de 2015.

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

Les travaux de construction des centrales hydroélectriques Upper Lillooet River et Boulder Creek ont débuté en octobre 2013. En date du présent rapport de gestion, les travaux de déboisement en vue de l'installation de la ligne de transport conjointe et des poteaux sont en cours, le coulage du béton pour les centrales Upper Lillooet River et Boulder Creek progresse et les travaux d'excavation et de consolidation pour les deux tunnels sont en cours. En novembre, la construction du batardeau et le détournement du cours d'eau à Upper Lillooet River ont été réalisés avec succès. Les travaux de construction ont cessé comme prévu pour l'hiver; ils reprendront au printemps 2015. En janvier 2014, un programme de couverture a été complété, pour l'essentiel, afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ces projets jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés, éliminant pratiquement l'exposition de ces projets aux fluctuations des taux d'intérêt.

Le 27 mars 2014, la Société a annoncé qu'elle était parvenue à des ententes avec BC Hydro à propos du projet hydroélectrique Upper Lillooet, en vertu desquelles la puissance installée accrue des projets Upper Lillooet River et Boulder Creek a été confirmée et le projet North Creek a été annulé, ces modifications ayant été demandées par la Société au début de 2013. Également en vertu de ces ententes, la mise en service du projet Boulder Creek aura lieu au plus tôt le 1^{er} juillet 2016.

Big Silver Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté en juin 2014. En date du présent rapport de gestion, les travaux de construction de la conduite forcée et d'excavation du tunnel sont en cours, le coulage du béton pour la fondation de la centrale est bien avancé, la conception et l'approvisionnement du matériel électrique progressent et l'approvisionnement des turbines est en cours. En janvier 2014, un programme de couverture a été complété, pour l'essentiel, afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ce projet jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés, éliminant pratiquement l'exposition de ce projet aux fluctuations des taux d'intérêt.

RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN PRÉ-CONSTRUCTION	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MS ¹	PMLT brute estimée ^{2,3} (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés ^{2,3} (M\$)	Au 31 déc. (M\$)	Produits ² (M\$)	BAIIA ajusté ² (M\$)
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Mesgi'g Ujju's'n	50,0	150,0	2016	515,0	20	340,0 ⁴	9,4 ⁴	55,0 ⁴	48,0 ⁴
		150,0		515,0		340,0	9,4	55,0	48,0

1. Date de mise en service.

2. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société.

3. Au moment de la mise en service, la PMLT et les coûts de projets peuvent être mis à jour pour tenir compte de mesures d'optimisation ou de contraintes liées à la conception, ou de la sélection de turbines différentes. Les estimations sont préliminaires, en attendant la sélection de l'entrepreneur IAC. Les résultats réels peuvent être différents. Se reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

4. Correspond à 100 % de cette installation.

Mesgi'g Ujju's'n (« MU »)

En date du présent rapport de gestion, les activités de pré-construction, notamment de déboisement, étaient terminées. Les partenaires s'attendent à sélectionner un entrepreneur d'ingénierie, approvisionnement et construction à la fin du premier trimestre de 2015. Les travaux de construction devraient débuter au printemps 2015 et la mise en service est prévue pour la fin de 2016. En avril 2014, un programme de couverture a été complété, pour l'essentiel, afin de fixer le taux d'intérêt lié au financement de ce projet jusqu'à la clôture du financement, au moyen d'instruments financiers dérivés, éliminant pratiquement l'exposition de ce projet aux fluctuations des taux d'intérêt. La composante en euros du contrat d'approvisionnement en turbines a été couverte au moyen d'un contrat de change à terme.

Les coûts du projet éolien Mesgi'g Ujju's'n sont estimés à l'heure actuelle à environ 340,0 M\$ et seront financés dans une proportion d'au moins 70 % par une dette liée au projet sans recours, à taux fixe. La baisse de 25,0 M\$ des coûts du projet estimés reflète l'utilisation de plus grandes turbines et la hausse du BAIIA ajusté prévu reflète des coûts d'exploitation inférieurs par rapport aux prévisions initiales. La production moyenne à long terme annuelle de ce parc éolien est estimée à environ 515 000 MWh, assez pour alimenter plus de 30 000 foyers québécois chaque année. Toute l'électricité qu'il produira fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité 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. Dans sa première année complète d'exploitation, ce parc devrait générer des produits et un BAIIA ajusté de l'ordre de 55,0 M\$ et 48,0 M\$, respectivement.

Les partenaires se partageront les distributions du projet dans des proportions variables, selon notamment leur investissement en capitaux propres initial. Au départ, la Société prévoit financer la majeure partie de l'investissement en capitaux propres requis pour ce projet; elle prévoit par conséquent recevoir environ 75 % des flux de trésorerie du projet au cours de la première année. Cependant, au cours des 15 premières années d'exploitation, les Premières Nations Mi'gmaq du Québec auront le droit d'accroître graduellement leur investissement en capitaux propres jusqu'à concurrence de 65 % (au moyen de l'achat de parties des capitaux propres de la Société à un prix basé sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs selon un taux de rendement prédéterminé) et recevront par conséquent une part plus importante des flux de trésorerie. Quoi qu'il en soit, à compter de la seizième année, la Société recevra au moins 35 % et pas plus de 40 % des flux de trésorerie annuels tirés du projet, et ce, pour sa durée de vie restante.

PROJETS POTENTIELS

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

RAPPORT DE GESTION

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La production d'électricité pour l'exercice s'est établie à 100 % par rapport à la moyenne à long terme en raison principalement des débits d'eau et des régimes éoliens et solaires se situant dans la moyenne pour l'ensemble de l'exercice.

En 2014, la production a augmenté de 24 %, les produits ont progressé de 22 % et le BAIIA ajusté s'est accru de 21 %. L'augmentation de la production et des produits est attribuable principalement à l'apport pendant un exercice complet de la centrale hydroélectrique Magpie qui a été acquise en juillet 2013, à l'ajout des centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River, mises en service à la fin de 2013, et à l'ajout de la centrale hydroélectrique SM-1 qui a été acquise en juin 2014. La progression moins importante des produits par rapport à celle de la production est attribuable à l'ajout des centrales Magpie et SM-1, pour lesquelles le prix de vente est inférieur à ceux de la plupart des autres installations de la Société.

Les résultats d'exploitation de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 sont comparés aux résultats d'exploitation de la période correspondante en 2013.

Production d'électricité

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

Exercices clos le 31 décembre	2014				2013			
	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)	Production ¹ (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ² (\$/MWh)
HYDRO								
Québec	606 071	614 205	99 %	75,97	467 645	444 014	105 %	80,76
Ontario	84 333	74 544	113 %	68,45	83 040	74 544	111 %	68,26
Colombie-Britannique	1 509 737	1 513 591	100 %	76,71	1 062 730	1 221 997	87 %	75,73
États-Unis	45 083	46 800	96 %	75,38	41 956	46 800	90 %	71,82
Total partiel	2 245 224	2 249 140	100 %	76,17	1 655 371	1 787 355	93 %	76,68
ÉOLIEN								
Québec	677 107	676 489	100 %	79,71	686 380	676 490	101 %	79,40
SOLAIRE								
Ontario	40 119	38 441	104 %	420,00	40 069	38 717	103 %	420,00
Total	2 962 450	2 964 070	100 %	81,64	2 381 820	2 502 562	95 %	83,24

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

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les installations de la Société ont produit 2 962 GWh, soit 100 % par rapport à la PMLT de 2 964 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 100 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau normaux ou supérieurs à la moyenne dans la plupart des installations pendant l'ensemble de l'année et des débits d'eau supérieurs à la moyenne en Colombie-Britannique au quatrième trimestre, qui ont contrebalancé les débits inférieurs à la moyenne dans cette province pendant les trois premiers trimestres. Globalement, les parcs éoliens ont produit 100 % de leur PMLT, les régimes de vent supérieurs à la moyenne au premier et au troisième trimestres ayant contrebalancé les régimes inférieurs pendant le deuxième et le quatrième trimestres. Le parc solaire Stardale a produit 104 % de sa PMLT, les régimes solaires supérieurs à la moyenne au cours des trois premiers trimestres ayant contrebalancé le régime inférieur au quatrième trimestre. 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 24 % par rapport à la même période l'an dernier est attribuable principalement à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique Magpie qui a été acquise en juillet 2013, à l'ajout des centrales

RAPPORT DE GESTION

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

hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River, mises en service à la fin de 2013, et à l'ajout de la centrale hydroélectrique SM-1 qui a été acquise en juin 2014.

La performance globale des installations de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

Information supplémentaire

Contrats d'achat d'électricité

Les 33 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 et en Colombie-Britannique 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 2 % des produits en 2014). 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.

Portneuf

En plus des produits provenant de l'énergie générée par les trois installations de Portneuf, la Société reçoit des versements en espèces d'Hydro-Québec pour compenser la dérivation partielle du débit de l'eau autrefois disponible pour les centrales de la Société. Ces versements sont basés sur le débit moyen annuel d'eau au cours d'un historique de 20 ans. Bien que les centrales Portneuf soient exemptes des variations hydrologiques annuelles en raison des clauses d'« énergie virtuelle » qui font partie intégrante des CAÉ à long terme conclus avec Hydro-Québec, elles doivent demeurer opérationnelles pour recevoir une compensation financière. Par conséquent, les versements dépendent de la disponibilité des turbines et de la production maximale à partir de la ressource en eau laissée disponible par Hydro-Québec.

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 et du deuxième CAÉ (22 MW) pour SM-1, 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 SM-1 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;
- le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique Brown Lake en Colombie-Britannique prévoit une hausse des tarifs d'électricité de 3 % par année;
- tous les CAÉ relatifs aux parcs éoliens au Québec prévoient un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon 20 % environ de l'IPC.

Contrats d'achat d'électricité 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 arrivera 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.

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			
	2014		2013	
Produits	241 834	100,0%	198 259	100,0%
Charges d'exploitation	41 512	17,2%	33 947	17,1%
Frais généraux et administratifs	15 064	6,2%	11 194	5,6%
Charges liées aux Projets potentiels	5 696	2,4%	4 202	2,1%
BAIIA ajusté	179 562	74,3%	148 916	75,1%
Charges financières	86 537		65 158	
Autres charges (produits), montant net	7 797		(392)	
Amortissements	74 092		69 160	
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises ¹	701		(6 053)	
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	121 685		(45 249)	
(Économie) charge d'impôt	(26 872)		20 861	
(Perte nette) bénéfice net	(84 378)		45 431	
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(54 853)		48 170	
Participations ne donnant pas le contrôle	(29 525)		(2 739)	
	(84 378)		45 431	
(Perte nette) bénéfice net par action - de base	(0,63)		0,43	

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 2014, la Société a enregistré des produits de 241,8 M\$, comparativement à 198,3 M\$ en 2013. La hausse de 22 % est attribuable principalement à l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique Magpie qui a été acquise en juillet 2013, à l'ajout des centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River, mises en service à la fin de 2013, et à l'ajout de la centrale hydroélectrique SM-1 qui a été acquise en juin 2014. En outre, la progression inférieure des produits par rapport à la production est attribuable à l'ajout des centrales Magpie et SM-1, pour lesquelles le prix de vente est inférieur à ceux de la plupart des autres installations de la Société.

Charges

Les *charges d'exploitation* sont constituées principalement de salaires des opérateurs, de primes d'assurance, de charges liées à l'exploitation et à l'entretien, d'impôts fonciers et de redevances. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a constaté des charges d'exploitation de 41,5 M\$ (33,9 M\$ en 2013). L'augmentation de 22 % est attribuable essentiellement au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2014 par rapport à 2013, par suite de l'ajout des centrales hydroélectriques Magpie, Kwoiek Creek, Northwest Stave River et SM-1.

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 2014, ces frais ont totalisé 15,1 M\$ (11,2 M\$ en 2013). L'augmentation de 35 % reflète le plus grand nombre d'installations exploitées par la Société, le nombre plus élevé d'employés, les hausses salariales normales et la hausse des honoraires professionnels.

Les *charges liées aux Projets potentiels*, qui comprennent les coûts liés au développement des Projets potentiels, découlent du nombre de Projets potentiels que la Société décide de faire progresser et des ressources dont elle a besoin pour ce faire. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, ces charges ont totalisé 5,7 M\$ (4,2 M\$ en 2013). L'augmentation de 36 % est liée principalement à l'appel d'offres qui a eu lieu au Québec en 2014 et à l'appel d'offres en cours en Ontario.

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 2014, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 179,6 M\$, comparativement à 148,9 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation de 21 % est en phase avec la hausse des produits, tandis que la diminution de la marge du BAIIA ajusté de 75,1 % à 74,3 % découle principalement de l'accroissement des frais généraux et administratifs 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'amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles et la charge de désactualisation des autres passifs et les autres charges financières. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les charges financières ont totalisé 86,5 M\$ (65,2 M\$ en 2013). Cette augmentation est principalement attribuable à la comptabilisation en charges des intérêts sur les prêts relatifs aux projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River qui sont maintenant en exploitation, à l'ajout de la dette liée aux projets se rapportant à l'acquisition de Magpie en juillet 2013 et à celle de SM-1 en juin 2014, ainsi qu'à l'augmentation des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel en raison de l'inflation plus élevée pendant cette période comparativement à la même période l'an dernier.

Au 31 décembre 2014, 91 % de l'encours de la dette de la Société, incluant les débetures convertibles, était à taux fixe ou faisait l'objet d'une couverture contre les mouvements de taux d'intérêt (98 % au 31 décembre 2013). La diminution découle de l'augmentation des montants prélevés sur la facilité à terme de crédit rotatif destinés à payer les coûts de construction avant la clôture du financement pour les cinq Projets en développement.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,33 % au 31 décembre 2014 (5,46 % au 31 décembre 2013). Cette diminution résulte principalement d'un taux d'intérêt moins élevé sur la facilité à terme de crédit rotatif, de l'ajout du prêt pour Northwest Stave River, qui porte un taux d'intérêt fixe de 5,30 %, de l'ajout de la dette liée au projet Magpie, qui porte un taux d'intérêt global de 4,37 %, de l'ajout de la dette liée au projet SM-1, qui porte un taux d'intérêt fixe de 3,30 % par suite de son ajustement à la juste valeur de marché lors de la consolidation, et de l'ajout de la dette liée au projet Tretheway Creek, qui porte un taux d'intérêt fixe de 4,99 %. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par l'ajout de la débenture liée à la centrale SM-1, qui porte un taux d'intérêt fixe de 8,0 %.

Autres charges (produits), montant net

Le montant net des autres produits ou charges comprend les coûts de transaction, les pertes réalisées sur instruments financiers dérivés, les pertes de change réalisées, le gain sur les contreparties conditionnelles, la perte de valeur d'un prêt, le règlement reçu de réclamations relativement à une acquisition, la radiation de coûts de développement de projets et le montant net des autres produits. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a comptabilisé des autres charges d'un montant net de 7,8 M\$ (autres produits d'un montant net de 0,4 M\$ en 2013). La variation découle principalement de la perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 8,4 M\$ liée au règlement des contrats à terme sur obligations pour Tretheway Creek parallèlement à la clôture du financement à long terme pour ce projet. La perte découle d'une diminution des taux d'intérêt de référence entre la date de la conclusion des contrats à terme sur obligations (août et septembre 2013) et la date de règlement (le 30 septembre 2014) et est compensée par le taux d'intérêt fixe de 4,99 % pour le prêt d'une durée de 40 ans de Tretheway Creek. En 2013, les autres produits, montant net comprenaient une perte réalisée de 3,3 M\$ sur les contrats à terme sur obligations pour Northwest Stave River qui a été partiellement contrebalancée par la réception d'un règlement de réclamations de 2,0 M\$.

Amortissements

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la dotation aux amortissements a totalisé 74,1 M\$ (69,2 M\$ en 2013). Cette augmentation est attribuable principalement à l'accroissement des actifs découlant de l'ajout des centrales hydroélectriques Magpie et SM-1 et du début des activités des centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a comptabilisé une quote-part de la perte des coentreprises de 0,7 M\$ (quote-part du bénéfice des coentreprises de 6,1 M\$ en 2013). Pour un complément d'information, 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)

Instruments financiers dérivés

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

Depuis octobre 2014, la Société utilise la comptabilité de couverture dans le traitement des nouveaux instruments financiers dérivés, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces instruments pendant une période donnée. En vertu de la comptabilité de couverture, la plupart des profits latents ou des pertes latentes sur les Dérivés qui découlent d'une diminution ou d'une augmentation du taux d'intérêt de référence seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, tandis que seule la portion du profit latent ou de la perte latente liée à « l'inefficacité » du Dérivé sera comptabilisée en résultat net.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 121,7 M\$, en raison principalement de la baisse des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013. Pour la période correspondante de 2013, Innergex avait comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 45,2 M\$, en raison principalement de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2012.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a comptabilisé une perte nette latente de 1,2 M\$ sur des contrats de change à terme, qui servent à fixer le taux de change sur les achats prévus d'équipement pour le projet éolien Mesgi'g Ugju's'n. Ces contrats viendront à échéance en 2015, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés. Ce profit ou cette perte servira à contrebalancer les coûts plus élevés ou moins élevés de l'équipement utilisé pour le projet. Des contrats de change à terme sont également intégrés au contrat d'approvisionnement en turbines, et ce, pour un montant équivalent afin de contrebalancer les contrats de change à terme.

En janvier 2014, la Société a complété un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée aux Projets en développement Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek. En avril 2014, la Société a complété un programme de couverture afin de fixer le taux d'intérêt sur la dette future liée au Projet en développement Mesgi'g Ugju's'n. En septembre 2014, la Société a conclu un financement de 92,9 M\$ pour le projet hydroélectrique Tretheway Creek et a réglé simultanément les contrats à terme sur obligations correspondants. En date du présent rapport de gestion, la Société avait conclu des instruments financiers dérivés totalisant 535,0 M\$. À la clôture de chaque financement à long terme à taux fixe ou au moyen de swaps de taux d'intérêt, la Société réglera les instruments financiers dérivés correspondants, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés. Ces profits ou pertes permettront de contrebalancer une augmentation ou une baisse du taux d'intérêt sur la dette liée aux projets. Dans le cas du financement du projet Tretheway Creek, la perte nette réalisée de 8,4 M\$ est contrebalancée par le taux d'intérêt plus bas de 4,99 % sur la dette liée au projet. Au 31 décembre 2014, les Dérivés qui seront réglés à la clôture du financement avaient une valeur de marché négative de 90,5 M\$.

(Économie) Charge d'impôt

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 3,0 M\$ (2,6 M\$ en 2013) et une économie d'impôt différé de 29,9 M\$ (charge de 18,2 M\$ en 2013). L'écart au titre de la charge d'impôt différé s'explique principalement par une perte réalisée et une perte nette latente sur instruments financiers dérivés, par rapport à une perte réalisée inférieure et un profit net latent sur instruments financiers dérivés pour la même période en 2013.

(Perte nette) bénéfice net

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a enregistré une perte nette de 84,4 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,63 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 45,4 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,43 \$ par action) en 2013.

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 perte nette pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, comparativement à un bénéfice net pour la période correspondante en 2013 :

Éléments principaux – Incidence positive	Variation	Explications
Produits	43 575	En raison principalement de l'augmentation de la production découlant du plus grand nombre d'installations en exploitation.
Économie d'impôt différé	48 129	En raison principalement d'une perte réalisée et d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés en 2014, par rapport à une perte réalisée inférieure et à un profit net latent sur instruments financiers dérivés en 2013.
Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	166 934	En raison principalement d'une diminution des taux d'intérêt de référence pendant l'exercice, comparativement à une augmentation des taux d'intérêt de référence pendant la même période l'an dernier.
Charges financières	21 379	En raison principalement de la comptabilisation en charges des intérêts sur les prêts relatifs à Kwoiek Creek et Northwest Stave River après leur mise en service, de l'ajout de la dette liée à Magpie et à SM-1 et de l'augmentation des intérêts compensatoires au titre de l'inflation sur les obligations à rendement réel.
Autres charges (produits), montant net	8 189	En raison principalement d'une perte nette réalisée sur dérivés plus élevée découlant du règlement des contrats à terme sur obligations de Tretheway Creek à la clôture du financement du projet au troisième trimestre de 2014, par rapport à une perte nette réalisée inférieure sur les contrats à terme sur obligations pour Northwest Stave River et la réception d'un règlement de réclamations en 2013.

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle sont liées aux six centrales hydroélectriques de Harrison Hydro Limited Partnership, aux filiales de Creek Power Inc., à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, au parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C., à la Société en commandite Magpie, à l'entité Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. et à leurs commandités respectifs. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a affecté des pertes de 29,5 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 2,7 M\$ en 2013). Se reporter à la rubrique « Filiales non entièrement détenues » pour un complément d'information.

Nombre d'actions en circulation

Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)	Exercices clos le 31 décembre	
	2014	2013
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	98 341	94 694
Effet des éléments dilutifs sur les actions ordinaires ¹	210	86
Nombre moyen pondéré dilué d'actions ordinaires	98 551	94 780

1. Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2014, 1 640 000 des 3 470 684 options sur actions (2 013 420 des 3 073 684 options en 2013) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion des débetures convertibles (7 558 684 en 2013) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, le prix d'exercice étant supérieur au cours moyen des actions ordinaires.

Au 31 décembre 2014, la Société avait un total de 100 672 000 actions ordinaires, 80 500 débetures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 470 684 options sur actions en circulation. Au 31 décembre 2013, la Société avait un total de 95 654 911 actions ordinaires, 80 500 débetures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 073 684 options sur actions en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires par rapport au 31 décembre 2013 est attribuable principalement à l'émission de 4 027 051 actions liée à l'acquisition de SM-1 et au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

En date du présent rapport de gestion, la Société avait un total de 100 929 613 actions ordinaires, 80 500 débetures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 3 470 684 options sur actions en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2014 est attribuable au RRD.

RAPPORT DE GESTION

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

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 87,7 M\$, comparativement à 87,7 M\$ pour la même période en 2013. Au cours de cette période, la Société a généré des fonds liés aux activités de financement de 201,0 M\$ et a affecté des fonds liés aux activités d'investissement de 268,4 M\$, aux fins principalement du paiement des travaux de construction de ses cinq Projets en développement et de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1. Au 31 décembre 2014, la Société détenait 54,6 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, comparativement à 34,3 M\$ au 31 décembre 2013.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation ont totalisé 87,6 M\$ (122,3 M\$ générés en 2013). Cette variation est attribuable principalement à une variation nette négative de 43,5 M\$ des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les flux de trésorerie générés par les activités de financement ont totalisé 201,0 M\$ (flux de trésorerie affectés de 5,4 M\$ en 2013). Cette variation est attribuable principalement à une augmentation nette de la dette à long terme de 256,7 M\$, par suite de montants prélevés sur la facilité à terme de crédit rotatif pour payer les travaux de construction des cinq Projets en développement, ainsi qu'à l'ajout de la dette liée au projet Tretheway Creek et de la débenture subordonnée pour le projet SM-1.

Utilisation du produit de financement	Exercices clos le 31 décembre	
	2014	2013
Produit de l'émission de dette à long terme	379 901	186 627
Remboursement au titre de la dette à long terme	(120 590)	(145 321)
Frais de financement	(2 580)	(3 066)
Génération du produit du financement	256 731	38 240
Paiement d'autres passifs	(361)	—
Paiement des coûts d'émission des actions ordinaires et privilégiées	(82)	(353)
Trésorerie acquise lors d'acquisitions d'entreprises	—	1 885
Acquisitions d'entreprises	(38 368)	(28 577)
(Augmentation) Diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	(36 062)	38 066
Prêts à des parties liées	—	(6 798)
Fonds nets prélevés des comptes de réserve	6 538	527
Ajouts aux immobilisations corporelles	(205 460)	(103 680)
Ajouts aux immobilisations incorporelles	—	(27)
Ajouts aux frais de développement de projets	(24 955)	(27 799)
Remboursements (investissements dans) des coentreprises	2 259	(2 923)
Réductions des (ajouts aux) autres actifs non courants	27 480	(2 962)
Utilisation du produit du financement, montant net	(269 011)	(132 641)
Réduction du fonds de roulement	(12 280)	(94 401)

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a emprunté 379,9 M\$ aux fins du paiement de la construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek, Tretheway Creek et Big Silver Creek, du développement préalable à la construction du projet Mesgi'g Ugiu's'n, de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et du remboursement des emprunts à long terme; elle a également augmenté ses liquidités soumises à restrictions de 36,1 M\$, l'utilisation de la trésorerie pour payer les coûts de construction liés aux centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River ayant été plus que contrebalancée par l'ajout d'un montant de 49,1 M\$ correspondant au produit non utilisé du financement du projet Tretheway Creek. Pendant la période correspondante de 2013, la Société avait emprunté 186,6 M\$ et utilisé 94,4 M\$ de son fonds de roulement pour payer les travaux de construction des projets Gros-Morne, Kwoiek Creek et Northwest Stave River, payer les activités préalables à la construction de ses Projets en développement, faire l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie, rembourser la dette à long terme et réduire les prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif.

RAPPORT DE GESTION

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

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 268,3 M\$ (132,2 M\$ en 2013). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 205,4 M\$ (décaissement de 103,7 M\$ en 2013), une augmentation des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions a représenté un décaissement de 36,1 M\$ (encaissement de 38,1 M\$ en 2013), les ajouts aux frais de développement de projets ont représenté un décaissement de 25,0 M\$ (décaissement de 27,8 M\$ en 2013) et l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 a représenté un décaissement de 38,4 M\$ (décaissement de 28,6 M\$ en 2013 pour l'acquisition de Magpie). Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des autres éléments d'actif non courants, qui ont représenté un encaissement de 27,5 M\$ (décaissement de 3,0 M\$ en 2013), en raison principalement du remboursement du prêt au vendeur de SM-1, par un retrait des comptes de réserve, qui a représenté un encaissement de 6,5 M\$ (0,5 M\$ en 2013) et par une réduction des participations dans les coentreprises, qui a représenté un encaissement de 2,3 M\$ (décaissement de 2,9 M\$ en 2013).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société ont augmenté de 20,3 M\$ (diminué de 15,2 M\$ en 2013), soit le résultat net de ses activités d'exploitation, de financement et d'investissement. Au 31 décembre 2014, la Société détenait 54,6 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (34,3 M\$ au 31 décembre 2013).

DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Exercices clos le 31 décembre	
	2014	2013
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	59 549	54 967
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action) ¹	0,6000	0,5800
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	4 250	4 250
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$/action)	1,25	1,25
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C ²	2 875	3 141
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$/action) ²	1,437500	1,570425

1. Le 25 février 2014, le Conseil d'administration a augmenté de 0,58 \$ à 0,60 \$ par action ordinaire le dividende annuel. Le 20 juin 2014, la Société a émis 4 027 051 nouvelles actions ordinaires aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1.

2. Le dividende initial versé au premier trimestre de 2013 était plus élevé pour tenir compte des dividendes à payer depuis la date de clôture de l'émission des Actions privilégiées de série C le 11 décembre 2012. Le dividende annuel régulier est de 1,4375 \$.

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

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire (\$)	Dividende par Action privilégiée de série A (\$)	Dividende par Action privilégiée de série C (\$)
24/02/2015	31/03/2015	15/04/2015	0,1550	0,3125	0,359375

Le 24 février 2015, le Conseil d'administration a augmenté de 0,60 \$ à 0,62 \$ par action ordinaire le dividende annuel que la Société compte verser, payable trimestriellement.

RAPPORT DE GESTION

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

SITUATION FINANCIÈRE

Au 31 décembre 2014, l'actif total de la Société s'établissait à 2 716 M\$, le passif total à 2 154 M\$, y compris des dettes à long terme de 1 645 M\$, et les capitaux propres à 562 M\$.

Également au 31 décembre 2014, le ratio du fonds de roulement de la Société s'établissait à 0.91:1.00 (1.18:1.00 au 31 décembre 2013). Outre la trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisant 54,6 M\$, la Société détenait des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions de 85,8 M\$ et des comptes de réserve de 41,3 M\$ à la fin de l'exercice.

Les changements les plus importants apportés aux postes du bilan pendant l'exercice clos le 31 décembre 2014 sont expliqués ci-après.

Actif

Principales variations du total de l'actif pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 :

- Une augmentation nette de 56,4 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, en raison principalement de l'ajout de la dette liée au projet Tretheway Creek, qui a plus que contrebalancé les montants utilisés pour payer les travaux de construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River;
- Une augmentation de 15,5 M\$ des débiteurs, comme il est expliqué à la rubrique « Fonds de roulement » ci-après;
- Une augmentation des immobilisations corporelles de 312,4 M\$ en raison principalement de la construction des projets Tretheway Creek, Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek et de l'ajout de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014;
- Une augmentation des immobilisations incorporelles de 21,2 M\$, en raison principalement du retrait du projet Big Silver Creek des frais de développement de projets et de son intégration aux immobilisations corporelles et aux immobilisations incorporelles maintenant que la construction est commencée, et de l'ajout de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014;
- Une diminution des frais de développement de projets de 20,6 M\$, en raison principalement du retrait du projet Big Silver Creek des frais de développement de projets et de son intégration aux immobilisations corporelles et aux immobilisations incorporelles maintenant que la construction est commencée; et
- Une diminution des autres actifs non courants de 27,5 M\$, en raison principalement du remboursement du prêt de 25,0 M\$ au vendeur de SM-1, majoré des intérêts courus, en même temps que la clôture de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 en juin 2014.

Fonds de roulement

Au 31 décembre 2014, le fonds de roulement était négatif de 17,4 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,91:1,00. Au 31 décembre 2013, le fonds de roulement était positif de 19,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,18:1,00. La diminution du ratio du fonds de roulement pendant cette période est attribuable à une baisse de 6,8 M\$ des prêts à des parties liées, une baisse de 4,6 M\$ de la composante de l'actif courant des instruments financiers dérivés, ainsi qu'à des augmentations de 91,2 M\$ de la composante du passif courant des instruments financiers dérivés et de 7,2 M\$ de la tranche à court terme de la dette à long terme, éléments qui sont expliqués séparément plus loin. Ces éléments ont été contrebalancés partiellement par une augmentation de 36,1 M\$ des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions, une augmentation de 15,5 M\$ des débiteurs, une augmentation de 20,3 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et une baisse de 2,7 M\$ des créditeurs, lesquelles sont également expliquées séparément plus loin.

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Elle peut également utiliser sa facilité à terme de crédit rotatif de 475,0 M\$ au besoin. Au 31 décembre 2014, la Société avait prélevé 321,9 M\$ et 13,9 M\$ US à titre d'avances de fonds et 31,1 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

Les *liquidités et placements à court terme soumis à restrictions* sont liés à Harrison Hydro L.P., au prêt pour Kwoiek Creek, au prêt pour Northwest Stave River et au prêt pour Tretheway Creek. Au 31 décembre 2014, les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions s'élevaient à 85,8 M\$, dont une tranche de 6,7 M\$ était liée à Harrison Hydro L.P., une tranche de 23,5 M\$ au prêt pour Kwoiek Creek, une tranche de 6,5 M\$ au prêt pour Northwest Stave River et une tranche de 49,1 M\$ au prêt pour Tretheway Creek (49,7 M\$ au 31 décembre 2013, dont une tranche de 6,7 M\$ était liée à Harrison Hydro L.P., une tranche de 31,5 M\$ au projet Kwoiek Creek et une autre de 11,6 M\$ au prêt pour Northwest Stave River). L'augmentation

RAPPORT DE GESTION

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

découle principalement de l'ajout du prêt pour Tretheway Creek, qui a plus que contrebalancé les montants utilisés pour payer les travaux de construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

Les *débiteurs* ont augmenté pour passer de 19,8 M\$ au 31 décembre 2013 à 35,3 M\$ au 31 décembre 2014, en raison principalement des produits qui ont été générés.

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

Les *crédeurs et charges à payer* ont diminué pour passer de 48,3 M\$ au 31 décembre 2013 à 45,6 M\$ au 31 décembre 2014, en raison principalement des paiements liés à la construction des centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River, qui ont été partiellement contrebalancés par une augmentation des crédeurs liés à la construction de la centrale Tretheway Creek.

Les *instruments financiers dérivés compris dans le passif courant* ont augmenté pour passer de 12,9 M\$ au 31 décembre 2013 à 104,1 M\$ au 31 décembre 2014, en raison principalement de l'accroissement des contrats à terme sur obligations conclus pour fixer le taux d'intérêt sur le financement futur pour les Projets en développement et de la diminution des taux d'intérêt de référence pendant l'exercice. Ces Dérivés à court terme seront financés lors de la clôture des emprunts liés aux projets à long terme au cours des prochains mois.

La *dette à long terme comprise dans le passif courant* a augmenté pour passer de 26,6 M\$ au 31 décembre 2013 à 33,8 M\$ au 31 décembre 2014, en raison principalement de l'ajout de la dette liée aux projets pour SM-1 et d'un appel de liquidités de Harrison Hydro L.P. auprès de ses commanditaires au deuxième trimestre de 2014.

Comptes de réserve

Les comptes de réserve se composent de la réserve hydrologique/éolienne, établie à la mise en service d'une installation pour compenser la variabilité des flux de trésorerie liée aux fluctuations des régimes hydrologique ou éolien et à d'autres événements imprévisibles, et de la réserve pour réparations majeures, établie afin d'assurer le financement préalable de réparations majeures qui peuvent être nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société. Les comptes de réserve de la Société s'élevaient à 41,3 M\$ au 31 décembre 2014, comparativement à 47,6 M\$ au 31 décembre 2013. La diminution découle principalement du remplacement de certaines réserves par des lettres de crédit dont les coûts sont moins élevés.

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

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement des installations hydroélectriques, des parcs éoliens et un parc solaire qui sont soit en exploitation, soit en construction. Elles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur cumulées. La Société possédait des immobilisations corporelles de 1 896 M\$ au 31 décembre 2014, comparativement à 1 583 M\$ au 31 décembre 2013. Cette augmentation découle principalement de la construction en cours des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Tretheway Creek, du retrait du projet Big Silver Creek des frais de développement de projets et de sa construction en cours et de l'ajout de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par l'amortissement.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent différents contrats d'achat d'électricité, permis et licences. Elles incluent aussi les garanties prolongées des turbines des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 487,3 M\$ au 31 décembre 2014, comparativement à 466,1 M\$ au 31 décembre 2013. Cette augmentation découle principalement du retrait de 23,2 M\$ des frais de développement de projets du projet Big Silver Creek et de leur intégration aux immobilisations incorporelles maintenant que la construction est commencée, et de l'ajout d'immobilisations incorporelles de 19,2 M\$ liées à la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par l'amortissement.

Frais de développement de projets

Les frais de développement de projets représentent les coûts engagés dans l'acquisition et le développement de Projets en développement et dans l'acquisition de Projets potentiels. Selon leur nature, ces frais sont virés soit aux immobilisations corporelles, soit aux immobilisations incorporelles lorsqu'un projet arrive à la phase de construction. Au 31 décembre 2014, les frais de développement de projets de la Société se chiffraient à 61,0 M\$, comparativement à 81,6 M\$ au 31 décembre 2013. La diminution découle principalement du retrait du projet Big Silver Creek des frais de développement de projets et de son intégration aux immobilisations corporelles et aux immobilisations incorporelles maintenant que la construction est commencée, facteur qui a été contrebalancé partiellement par les activités de préconstruction pour le projet Mesgi'g Ujju's'n.

RAPPORT DE GESTION

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

Participations dans des coentreprises

Les participations dans des coentreprises représentent la quote-part de la Société dans les coentreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Au 31 décembre 2014, la Société avait des participations de 14,5 M\$ dans des coentreprises (24,6 M\$ au 31 décembre 2013). Cette diminution de 10,1 M\$ tient compte de la comptabilisation d'une distribution et du remboursement d'un investissement en capitaux propres au niveau de la coentreprise. Se reporter à la rubrique « Participations dans des coentreprises » pour un complément d'information.

Autres actifs non courants

Les autres actifs non courants comprennent les dépôts de garantie, les placements et les prêts à des tiers. Au 31 décembre 2014, les autres actifs non courants s'élevaient à 5,8 M\$, comparativement à 33,2 M\$ au 31 décembre 2013. La diminution découle principalement du remboursement de 25,0 M\$ du prêt au vendeur de SM-1, majoré des intérêts courus, en même temps que la conclusion de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 en juin 2014.

Passif et capitaux propres

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunt et son exposition au risque de hausse du taux de change pour ses achats d'équipement. La Société ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. Depuis octobre 2014, la Société utilise la comptabilité de couverture dans le traitement des nouveaux instruments financiers dérivés, afin d'atténuer les fluctuations du résultat net découlant des profits latents ou des pertes latentes sur ces instruments pendant une période donnée. En vertu de la comptabilité de couverture, la plupart des profits latents ou des pertes latentes sur les Dérivés qui découlent d'une diminution ou d'une augmentation du taux d'intérêt de référence seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, tandis que seule la portion du profit latent ou de la perte latente liée à « l'inefficacité » du Dérivé sera comptabilisée en résultat net.

Les swaps de taux d'intérêt permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt variables sur la dette réelle, qui s'établissait à 510,8 M\$ au 31 décembre 2014. Par conséquent, au 31 décembre 2014, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 981,3 M\$ et au montant de 80,0 M\$ au titre des débentures convertibles, signifient que 91 % de l'encours de la dette de la Société (y compris celui des coentreprises) est protégé contre les hausses de taux d'intérêt.

En outre, les contrats à terme sur obligations permettent à la Société d'éliminer le risque de hausses des taux d'intérêt sur la dette à long terme prévue pour la réalisation de ses Projets en développement. En date du présent rapport de gestion, la Société avait conclu des contrats à terme sur obligations totalisant 535,0 M\$ (340,0 M\$ au 31 décembre 2013) pour les Projets en développement Upper Lillooet River, Boulder Creek, Big Silver Creek et Mesgi'g Ujju's'n. À la clôture de chaque financement à long terme à taux fixe ou au moyen de swaps de taux d'intérêt, la Société réglera les instruments financiers dérivés correspondants, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés. Ces profits ou pertes serviront à contrebalancer un taux d'intérêt supérieur ou inférieur sur la dette liée aux projets. En septembre 2014, la Société a conclu un financement de 92,9 M\$ pour le projet hydroélectrique Tretheway Creek. Le règlement simultané des contrats à terme sur obligations pour Tretheway Creek a donné lieu à une perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 8,4 M\$. Cette perte découle d'une baisse des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats ont été conclus (en août et septembre 2013) et la date de règlement (le 30 septembre 2014) et est compensée par un taux d'intérêt fixe peu élevé de 4,99 % pour ce prêt d'une durée de 40 ans. Au 31 décembre 2014, les Dérivés qui seront réglés à la clôture des financements de projets avaient une valeur de marché négative de 90,5 M\$.

RAPPORT DE GESTION

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

Instruments financiers dérivés sur les taux d'intérêt en cours	Échéance	Option de résiliation anticipée	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Contrats pour lesquels la comptabilité de couverture n'est pas utilisée				
Contrats à terme sur obligations aux taux de 2,74 % à 3,32 % (3,04 % à 3,27 % en 2013)	2015	Aucune	535 000	340 000
Swaps de taux d'intérêt aux taux de 3,96 % à 4,09 %	2015	Aucune	15 000	15 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 %	2016	Aucune	3 000	3 000
Swaps de taux d'intérêt aux taux de 4,27 % à 4,41 %	2018	Aucune	82 600	82 600
Swaps de taux d'intérêt aux taux de 2,94 % à 4,93 %, amorti	2026	Aucune	49 718	52 539
Swaps de taux d'intérêt aux taux de 3,35 % à 3,60 %, amorti	2027	Aucune	37 506	39 807
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,74 %, amorti	2030	Aucune	93 511	97 723
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amorti	2030	2016	27 485	28 803
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amorti	2031	2016	43 360	45 417
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,61 %, amorti	2035	2025	100 463	102 818
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amorti	2041	2016	19 313	19 591
Total partiel			1 006 956	827 298
Contrat pour lequel la comptabilité de couverture est utilisée				
Swaps de taux d'intérêt aux taux de 2,30 % à 2,33 %	2024	2019	40 000	—
Total			1 046 956	827 298

Les contrats de change à terme permettent à la Société d'éliminer le risque de hausses du taux de change dans le cadre des achats d'équipement prévus pour ses Projets en développement dans des monnaies autres que le dollar canadien. En date du présent rapport de gestion, la Société avait conclu des contrats de change à terme en euros totalisant 78,4 M\$ (néant au 31 décembre 2013) afin d'éliminer l'incidence du risque d'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien sur ses achats d'équipement pour le projet Mesgi'g Ugu's'n. Ces contrats viendront à échéance en 2015, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés qui servira à contrebalancer l'augmentation ou la diminution des coûts de l'équipement pour le projet.

Instruments financiers dérivés sur le change en cours	Échéance	Option de résiliation anticipée	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Contrats de change à terme, 1,43CAD/Euro	2015	Aucune	78 400	—

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 145,8 M\$ au 31 décembre 2014 (valeur négative de 24,4 M\$ au 31 décembre 2013). Cette variation est principalement attribuable à une diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013. L'incidence estimée d'une hausse de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 14,6 M\$ du passif lié aux dérivés sur taux d'intérêt. En revanche, une diminution de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une augmentation de 14,9 M\$ du passif lié aux dérivés sur taux d'intérêt. En outre, l'incidence estimée d'une hausse de 0,1 % de la valeur du dollar canadien par rapport à l'euro correspondrait à une diminution de 0,8 M\$ du passif lié au taux de change. En revanche, une diminution de 0,1 % de la valeur du dollar canadien par rapport à l'euro correspondrait à une augmentation de 0,8 M\$ du passif lié au taux de change. 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 ».

Des options de résiliation anticipée sont intégrées à certains swaps de taux d'intérêt. Ces options ne peuvent être exercées qu'à la date d'échéance du prêt sous-jacent. 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 frais d'intérêts futurs, puisqu'une valeur négative d'un swap découlerait d'un environnement où les taux d'intérêt seraient plus faibles que celui qui est incorporé au swap.

RAPPORT DE GESTION

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

La Société a comptabilisé les Dérivés selon une évaluation à la valeur de marché ajustée en fonction de la qualité du crédit estimée qui est déterminée en majorant les taux d'actualisation basés sur les swaps utilisés pour calculer l'évaluation à la valeur de marché estimée selon une prime de crédit spécifique à chaque Dérivé selon leur échéance et la contrepartie. Pour les Dérivés qu'Innergex comptabilise à l'actif (soit les Dérivés pour lesquels les contreparties sont redevables à Innergex), la prime de crédit de la contrepartie bancaire a été ajoutée au taux d'actualisation basé sur les taux des swaps pour déterminer la valeur ajustée en fonction de la qualité du crédit estimée. Pour les Dérivés comptabilisés au passif (les Dérivés pour lesquels Innergex est redevable aux contreparties), la prime de crédit d'Innergex a été ajoutée au taux d'actualisation basé sur les taux des swaps. Au 31 décembre 2014, tous les contrats à terme sur obligations, swaps de taux d'intérêt et contrats de change à terme étaient comptabilisés au passif et des primes de crédit de 0,63 % à 2,37 % ont été ajoutées aux taux d'actualisation. Les valeurs ajustées en fonction de la qualité du crédit estimées des Dérivés sont soumises aux variations des primes de crédit d'Innergex et de ses contreparties.

Au 31 décembre 2014, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs à certains CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 5,4 M\$ (6,6 M\$ au 31 décembre 2013). Ces instruments représentent la valeur attribuée aux clauses d'inflation minimum de 3 % par année incluses dans ces contrats.

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

Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme sont définies comme étant des engagements de prêts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en construction ou en développement de la Société. Au 31 décembre 2014, la Société avait des charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme de 25,3 M\$ (9,9 M\$ au 31 décembre 2013). L'augmentation de 15,5 M\$ découle principalement des charges à payer liées aux projets Boulder Creek, Upper Lillooet River et Big Silver Creek actuellement en construction, partiellement contrebalancées par le retrait des charges liées au projet Tretheway Creek, maintenant que le financement pour ce projet a été obtenu.

Dettes à long terme

Au 31 décembre 2014, la dette à long terme s'établissait à 1 645 M\$ (1 340 M\$ au 31 décembre 2013). Cette augmentation de 304,2 M\$ découle principalement de l'ajout des emprunts de 78,3 M\$ liés à SM-1, de l'ajout de la dette de 92,9 M\$ liée au projet Tretheway Creek et des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif destinés à financer les coûts de construction des projets Upper Lillooet River, Boulder Creek et Big Silver Creek et les coûts de développement préalables à la construction du projet Mesgi'g Ujju's'n jusqu'à ce que le financement lié à chacun de ces projets ait été obtenu et que les emprunts au titre de la facilité à terme de crédit rotatif puissent être remboursés. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par les remboursements prévus de la dette liée aux projets et la réduction des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif qui a fait suite au remboursement du prêt de 25,0 M\$ au vendeur de SM-1, majoré des intérêts courus de 3,5 M\$.

Depuis le début de l'exercice 2014, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ, à l'exception de la centrale Rutherford Creek, qui a versé une distribution à la Société bien qu'elle ne satisfasse pas l'un de ses ratios financiers. Le montant a été par la suite remboursé et n'a constitué à aucun moment un cas de défaut. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit ou actes de fiducie-sûreté conclus par plusieurs filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations.

RAPPORT DE GESTION

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

Encours de la dette à long terme	Taux d'intérêt effectif global	Échéance	Note	Exercices clos le 31 décembre	
				2014	2013
Avances au taux préférentiel		2019		20	20
Acceptations bancaires		2019		321 880	170 480
Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US		2019		16 125	14 784
Facilité à terme de crédit rotatif	4,85 %		i)	338 025	185 284
<i>Prêts à terme</i>					
Harrison Hydro Limited Partnership, prêt à terme		2015	ii)	1 750	—
Hydro-Windsor, taux fixe	8,25 %	2016	iii)	2 145	3 186
Fitzsimmons Creek, taux variable	3,98 %	2016	iv)	21 430	21 791
Magpie, taux fixe	2,33 %	2017	v)	850	1 156
Magpie, débenture ne portant pas intérêt	5,30 %	2017	vi)	1 094	1 399
Montagne-Sèche, taux variable	5,97 %	2021	vii)	27 485	28 803
Rutherford Creek, taux fixe	6,88 %	2024	viii)	42 677	45 757
Magpie, taux fixe	6,16 %	2025	ix)	5 262	5 497
Ashlu Creek, taux variable	6,14 %	2025	x)	96 695	98 822
SM-1, taux fixe	3,30 %	2025	xi)	35 899	—
L'Anse-à-Valleau, taux variable	6,03 %	2026	xii)	38 716	41 188
Carleton, taux variable	5,41 %	2027	xiii)	48 997	51 712
Stardale, taux variable	5,79 %	2030	xiv)	101 643	106 220
Magpie, taux fixe	4,37 %	2031	xv)	54 452	56 566
Kwoiek Creek, taux fixe	5,08 %	2052	xvi)	168 500	168 500
Northwest Stave River, taux fixe	5,30 %	2053	xvii)	71 972	71 972
Kwoiek Creek, emprunt à terme subordonné, taux fixe	10,07 %	2054	xviii)	3 662	3 662
Tretheway Creek, taux fixe	4,99 %		xix)	92 916	—
SM-1, débenture subordonnée à taux fixe	8,00 %	2064	xx)	42 401	—
Autres prêts		2017-2019		136	116
<i>Obligations</i>					
Centrales de Harrison Hydro L.P., rendement réel	5,77 %	2049	xxi)	225 014	223 049
Centrales de Harrison Hydro L.P., taux fixe	6,61 %	2049	xxii)	209 485	211 681
Centrales de Harrison Hydro L.P., rendement réel	6,84 %	2049	xxiii)	27 820	27 031
Dette liée aux projets				1 321 001	1 168 108
Frais de financement différés				(14 427)	(13 025)
Total de la dette à long terme				1 644 599	1 340 367
Tranche de la dette échéant à moins d'un an				(33 799)	(26 649)
Tranche de la dette échéant à plus d'un an				1 610 800	1 313 718

Notes explicatives :

- i) Une **facilité à terme de crédit rotatif** de 475,0 M\$, garantie par une hypothèque de premier rang portant sur 12 éléments d'actif d'Innergex et par diverses sûretés fournies par certaines de ses filiales. En novembre 2014, la Société a temporairement augmenté la facilité de 425,0 M\$ à 475,0 M\$, jusqu'au 30 juin 2015. La facilité viendra à échéance en 2019 et elle n'est pas amortie. Les avances accordées en vertu de cette facilité prennent la forme d'acceptations bancaires, d'avances au taux préférentiel, d'avances au taux de base aux États-Unis, d'avances au taux LIBOR ou de lettres de crédit. Quelle que soit la forme prise par les avances, l'intérêt est fonction du taux de référence en vigueur, majoré d'une marge établie en fonction du ratio dette de premier rang consolidée ajustée / BAIIA ajusté d'Innergex. Au 31 décembre 2014, un montant de 338,0 M\$ était exigible en vertu de cette facilité et un montant de 31,1 M\$ était engagé pour l'émission de lettres de crédit; la portion inutilisée et disponible de la facilité à terme de crédit rotatif était donc de 105,9 M\$. La valeur

RAPPORT DE GESTION

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

comptable des actifs de la Société et des filiales donnés en garantie aux termes de cette facilité totalise 803,3 M\$ environ. Au 31 décembre 2014, le taux d'intérêt global était de 4,85 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;

- ii) des prêts à terme de 3,5 M\$ venant à échéance en 2015 consentis par les partenaires de **Harrison Hydro Limited Partnership**. Les prêts des partenaires s'établissaient à 1,75 M\$ au 31 décembre 2014. Le prêt de la Société, qui s'établissait à 1,75 M\$, a été éliminé au moment de la consolidation. Les prêts ne portent pas intérêt.
- iii) un prêt à terme sans recours de 20 ans venant à échéance en 2016 garanti par la centrale hydroélectrique **Hydro-Windsor**. Le prêt est remboursable par des versements combinés mensuels de capital et d'intérêts de 105 \$. Les remboursements de capital sont fixés à 1,1 M\$ \$ pour 2015. Le prêt porte intérêt à un taux fixe effectif de 8,25 %;
- iv) un prêt à terme sans recours de cinq ans échéant en 2016 garanti par la centrale hydroélectrique **Fitzsimmons Creek**. Les remboursements de capital mensuels sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 30 ans, et sont fixés à 295 \$ pour 2015. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2014, le taux d'intérêt effectif global était de 3,98 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;
- v) un prêt-relais de 1,2 M\$ venant à échéance en 2017 pris en charge dans le cadre de l'acquisition de la centrale hydroélectrique **Magpie**. Le prêt est remboursable par des versements combinés mensuels de capital et d'intérêts de 27 \$. Les remboursements de capital sont fixés à 288 \$ pour 2015. Le prêt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 1,3 M\$ à la date de l'acquisition de Magpie et porte intérêt à un taux fixe effectif de 2,33 %;
- vi) une débenture de 2,0 M\$ venant à échéance le 31 décembre 2017 prise en charge dans le cadre de l'acquisition de la centrale hydroélectrique **Magpie**. La débenture ne porte pas intérêt et est remboursable par versements annuels de 400 \$. Elle a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 1,8 M\$ à la date de l'acquisition de Magpie et porte intérêt à un taux effectif de 5,30 %;
- vii) un prêt à terme sans recours venant à échéance en 2021 garanti par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien **Montagne Sèche**. En mai 2014, la convention de crédit a été modifiée afin de prolonger le prêt jusqu'en 2021 et de réduire la marge applicable. Les remboursements de capital trimestriels ont débuté le 31 mars 2012; ils sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 18,5 ans, et sont fixés à 1,4 M\$ pour 2015. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2014, le taux d'intérêt effectif global était de 5,97 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- viii) un prêt sans recours de 20 ans venant à échéance en 2024 garanti par la centrale hydroélectrique **Rutherford Creek**. Le prêt est remboursable depuis le 1^{er} juillet 2012 par des versements combinés mensuels d'intérêts et de capital de 511 \$. Les remboursements de capital sont fixés à 3,3 M\$ pour 2015. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 6,88 %;
- ix) une débenture convertible de 3,0 M\$ venant à échéance en 2025 prise en charge dans le cadre de l'acquisition de la centrale hydroélectrique **Magpie**. La débenture convertible a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 5,5 M\$ à la date de l'acquisition de Magpie à un taux effectif de 6,16 %. Elle confère à la Municipalité régionale de comté de Minganie une participation de 30 % à la conversion de la débenture au plus tard le 1^{er} janvier 2025;
- x) un prêt à terme sans recours de 15 ans échéant en 2025 garanti par la centrale hydroélectrique **Ashlu Creek**. Les remboursements trimestriels de capital sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 25 ans, et sont fixés à 2,5 M\$ pour 2015. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2014, le taux d'intérêt effectif global était de 6,14 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;
- xi) un prêt à terme de 30,8 M\$ venant à échéance en 2025 garanti par la centrale hydroélectrique **SM-1** acquise en juin 2014. Le prêt est remboursable par des versements combinés mensuels de capital et d'intérêts de 360 \$, qui augmentent au cours des années. Les remboursements de capital sont fixés à 2,3 M\$ pour 2015. Le prêt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 37,5 M\$ à la date de l'acquisition de SM-1 et porte intérêt à un taux fixe effectif de 3,30 %;
- xii) un prêt à terme sans recours de 18,5 ans échéant en 2026 garanti par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien **L'Anse-à-Valleau**. Les remboursements de capital trimestriels sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 18,5 ans, et sont fixés à 2,6 M\$ pour 2015. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge de crédit applicable. Au 31 décembre 2014, le taux d'intérêt global était de 6,03 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- xiii) un prêt à terme sans recours de 14 ans obtenu le 26 juin 2013 et venant à échéance en 2027, en vue du refinancement de la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien **Carleton**. Les remboursements de capital trimestriels sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 14 ans à compter du 26 juin 2013, et sont fixés à 3,2 M\$ pour 2015. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2014, le taux d'intérêt effectif global était de 5,41 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;

RAPPORT DE GESTION

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

- xiv) un prêt à terme sans recours de 18 ans venant à échéance en 2030 et garanti par le parc solaire **Stardale**. Les remboursements de capital trimestriels sont variables, compte tenu d'une période d'amortissement de 18 ans, et sont fixés à 4,8 M\$ pour 2015. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge de crédit applicable. Au 31 décembre 2014, le taux d'intérêt effectif global était de 5,79 %;
- xv) un prêt sans recours de 49,3 M\$ venant à échéance en 2031 garanti par la centrale hydroélectrique **Maggie** acquise en juillet 2013. Le prêt est remboursable par des versements combinés mensuels d'intérêts et de capital de 379 \$. Les remboursements de capital sont fixés à 1,6 M\$ pour 2015. Le prêt a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 57,4 M\$ à la date de l'acquisition de Maggie et porte intérêt à un taux fixe effectif de 4,37 %;
- xvi) un prêt à terme pour la construction sans recours de 168,5 M\$ venant à échéance en 2052 garanti par la centrale hydroélectrique **Kwoiek Creek**. Il a été converti en un prêt à terme en février 2015 et sera amorti sur une période de 36 ans se terminant en 2052. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 5.08 %;
- xvii) un prêt à terme pour la construction sans recours de 72,0 M\$ venant à échéance en 2053 garanti par la centrale hydroélectrique **Northwest Stave River**. Il a été converti en un prêt à terme en février 2015 et sera amorti sur une période de 35 ans se terminant en 2053. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 5.30 %;
- xviii) un emprunt à terme subordonné sans recours contracté auprès du partenaire de la Société par Kwoiek Creek Resources Limited Partnership (« KCRLP »), propriétaire du projet hydroélectrique **Kwoiek Creek**. Aux termes des ententes liées au projet, les deux partenaires peuvent participer au financement du projet. Le prêt à terme consenti par le partenaire à KCRLP s'élevait à 3,7 M\$ au 31 décembre 2014. Le prêt à terme subordonné sans recours consenti par la Société à KCRLP, qui a été éliminé dans le cadre de la consolidation des états financiers, s'élevait à 56,7 M\$ au 31 décembre 2014. Ces prêts portent intérêt à un taux de 10,07 %;
- xix) un prêt de construction et à terme sans recours de 92,9 M\$ pour le projet hydroélectrique **Tretheway Creek**. Le prêt sera converti en un prêt à terme de 40 ans après la mise en service de la centrale et commencera à être amorti sur une période de 35 ans, à partir de la sixième année. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 4,99 %;
- xx) une débenture subordonnée de 42,4 M\$ venant à échéance en 2064 émise au Régime de rentes du Mouvement Desjardins par la Société en commandite SM-1, propriétaire de la centrale hydroélectrique **SM-1**. La débenture n'a pas de calendrier de remboursement déterminé. Le produit initial lors de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 s'établissait à 40,9 M\$. En décembre 2014, un montant supplémentaire de 1,5 M\$ a été souscrit pour financer le programme d'améliorations des immobilisations récemment achevé à cette centrale. La débenture porte intérêt à un taux fixe de 8,0 %;
- xxi) une obligation à rendement réel de premier rang échéant en 2049 garantie par les centrales de **Harrison Hydro L.P.** L'obligation est remboursable au moyen de versements combinés semestriels de capital et d'intérêts totalisant 5,8 M\$, avant un ajustement selon l'IPC (6,5 M\$ après l'ajustement selon l'IPC en 2014). Le 1^{er} décembre 2031, le montant du paiement diminue à 4,5 M\$, avant un ajustement selon l'IPC. Les remboursements de capital sont fixés à 5,5 M\$, compte tenu de l'ajustement selon l'IPC pour 2015. L'obligation porte intérêt à un taux fixe ajusté selon un ratio d'inflation ainsi qu'un intérêt compensatoire au titre de l'inflation. Les deux ajustements en fonction de l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. Au 31 décembre 2014, le taux d'intérêt effectif global était de 5,77 %;
- xxii) une obligation à taux fixe de premier rang échéant en 2049 garantie par les centrales de **Harrison Hydro L.P.** L'obligation est remboursable au moyen de versements combinés semestriels de capital et d'intérêts totalisant 8,1 M\$. Le 1^{er} septembre 2031, le montant du paiement diminue à 6,7 M\$. Les remboursements de capital sont fixés à 3,1 M\$ pour 2015. L'obligation porte intérêt à un taux fixe effectif de 6,61 %;
- xxiii) une obligation à rendement réel de second rang échéant en 2049 garantie par les centrales de **Harrison Hydro L.P.**, mais prenant rang après les obligations décrites en xxi) et xxii). Les paiements d'intérêts trimestriels s'établissent à 291 \$, avant un ajustement selon l'IPC (328 \$ après l'ajustement selon l'IPC en 2014). Les remboursements de capital ne commencent que le 1^{er} juin 2017, date à laquelle les versements combinés trimestriels de capital et d'intérêts s'établiront à 389 \$, avant l'IPC. L'obligation porte intérêt à un taux fixe ajusté selon un ratio d'inflation ainsi qu'un intérêt compensatoire au titre de l'inflation. Les deux ajustements en fonction de l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. Au 31 décembre 2014, le taux d'intérêt effectif global était de 6,84 %.

RAPPORT DE GESTION

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

Débetures convertibles

Le 16 mars 2010, la Société a émis les Débetures convertibles représentant un notionnel total de 80,5 M\$. Au 31 décembre 2014, la composante passif des débetures convertibles s'établissait à 80,0 M\$ et la composante capitaux propres à 1,3 M\$ (79,8 M\$ et 1,3 M\$ respectivement au 31 décembre 2013).

Les Débetures convertibles portent intérêt au taux de 5,75 % par année et viennent à échéance le 30 avril 2017. Chaque Débenture convertible peut être convertie en actions ordinaires de la Société au gré du porteur en tout temps avant la date la plus rapprochée entre le 30 avril 2017 et la date précisée par la Société. Le prix de conversion s'établit à 10,65 \$ par action ordinaire, soit un taux d'environ 93,8967 actions ordinaires par tranche de 1 000 \$ de capital des Débetures convertibles. Les porteurs qui convertissent leurs Débetures convertibles auront droit aux intérêts courus et à payer sur celles-ci pour la période comprise entre la date du dernier versement d'intérêts sur leurs Débetures convertibles et la date de conversion. Pour de plus amples renseignements au sujet des Débetures convertibles, veuillez vous reporter au prospectus simplifié daté du 25 février 2010 accessible sur le site Web d'Innergex à www.innergex.com et sur le site Web SEDAR à www.sedar.com.

Actions privilégiées

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 total de 85,0 M\$. Pour la période initiale de cinq ans se terminant le 15 janvier 2016, mais excluant cette date, les porteurs d'Actions privilégiées de série A auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le Conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, avril, juillet et octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,25 \$ l'action.

Le 15 janvier 2016 et tous les cinq ans par la suite, les porteurs d'actions privilégiées de série A auront le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs 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. Les porteurs d'actions privilégiées de série B auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en espèces 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 \$. La Société ne pourra racheter les actions privilégiées de série A et les actions privilégiées de série B avant le 15 janvier 2016.

Le 11 décembre 2012, la Société a émis un total de 2 000 000 Actions privilégiées de série C rachetables donnant droit à un dividende à taux fixe cumulatif au prix de 25,00 \$ par action, pour un produit brut total de 50,0 M\$. Les porteurs d'Actions privilégiées de série C auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le Conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, avril, juillet et octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,4375 \$ l'action. Les Actions privilégiées de série C ne seront pas rachetables par la Société avant le 15 janvier 2018. Elles n'ont pas de date d'échéance fixe et ne sont pas rachetables au gré des porteurs.

Les Actions privilégiées de série A et les actions privilégiées de série C sont notées P-3 par S&P.

Pour de plus amples renseignements au sujet des Actions privilégiées de série A, veuillez vous reporter au prospectus simplifié daté du 7 décembre 2010; pour de plus amples renseignements au sujet des Actions privilégiées de série C, veuillez vous reporter au prospectus simplifié daté du 4 décembre 2012, tous deux accessibles sur le site Web d'Innergex à www.innergex.com et sur le site Web SEDAR à www.sedar.com.

Capitaux propres

Au 31 décembre 2014, les capitaux propres de la Société totalisaient 562,2 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 47,4 M\$, comparativement à 665,9 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 81,4 M\$, au 31 décembre 2013. La diminution de 103,7 M\$ du total des capitaux propres découle essentiellement de la comptabilisation d'une perte nette de 84,4 M\$ et des dividendes de 66,7 M\$ déclarés sur les actions privilégiées et ordinaires, partiellement contrebalancés par l'émission en faveur du vendeur de SM-1 de 4 027 051 actions ordinaires de la Société à un prix de 10,36 \$ l'action ordinaire en juin 2014, aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1 et dont le produit net total s'établissait à 41,7 M\$.

RAPPORT DE GESTION

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

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2014	Total	Moins d'un an	1 à 3 ans	4 à 5 ans	Par la suite
Dettes à long terme, y compris les débetures convertibles	1 786 157	34 170	169 156	413 421	1 169 410
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	1 456 248	89 445	167 851	144 150	1 054 802
Autres	18 115	1 950	2 919	1 843	11 403
Obligations d'achat (contractuelles) ¹	558 858	292 419	221 970	3 895	40 574
Total des obligations contractuelles	3 819 378	417 984	561 896	563 309	2 276 189

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

Éventualités

Une acquisition 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 au quarantième anniversaire du début de l'exploitation commerciale du dernier projet en cours de développement (ou le 4 avril 2061 si cette date est antérieure). 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 ne peut être supérieur à la valeur actualisée de 35,0 M\$ à la date d'acquisition.

Dans le cadre d'une autre acquisition, la Société a accepté de verser une contrepartie conditionnelle basée sur les événements futurs, pour une période de trois ans à compter du 20 avril 2011. En 2014, la Société n'a pas eu à verser de contrepartie conditionnelle dans le cadre de cette acquisition.

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.

Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2014, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 43,3 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 31,1 M\$ ont été émis en vertu de sa facilité à terme de crédit rotatif et le reste, en vertu des facilités de crédit sans recours pour les projets. À cette date, Innergex a également émis des garanties de société pour un montant total de 11,0 M\$ en vue de soutenir la construction du parc éolien Gros-Morne et la performance de la centrale hydroélectrique Brown Lake.

RAPPORT DE GESTION

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

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES ET RATIO DE DISTRIBUTION

Flux de trésorerie disponibles

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

Flux de trésorerie disponibles et calcul du ratio de distribution	Exercices clos le 31 décembre		
	2014	2013	2012
			(retraité) ⁴
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	87 578	122 286	60 907
<i>Ajouter (Déduire) les éléments suivants :</i>			
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	13 218	(30 283)	(601)
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(2 851)	(2 441)	(2 788)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(29 190)	(26 520)	(19 996)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ¹	(4 865)	(5 453)	(5 666)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(7 125)	(7 391)	(4 250)
Entrées de trésorerie pour les services de transmission fournis par Harrison Hydro L.P. à d'autres installations ²	2 092	4 916	—
<i>Ajuster compte tenu des éléments suivants :</i>			
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	521	609	2 164
Pertes réalisées sur instruments financiers dérivés	8 366	3 259	14 127
Flux de trésorerie disponibles	67 744	58 982	43 897
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	59 549	54 967	50 693
Ratio de distribution - compte non tenu de l'incidence du RRD	88%	93%	115%
Dividendes ³ déclarés sur actions ordinaires devant être payés en espèces	49 358	36 982	47 758
Ratio de distribution - compte tenu de l'incidence du RRD	73%	63%	109%

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

2. Les montants de 2,1 M\$ et 4,9 M\$ ont été reçus par Harrison Hydro L.P. au titre des services de transmission devant être fournis aux centrales Tretheway Creek et Northwest Stave River, respectivement; une tranche de 49,99 % de ces montants a été prise en compte dans les Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

4. Les états financiers de 2012 ont été retraités suite à l'adoption en 2013 de la norme IFRS 11 « Partenariats ».

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 2014, la Société a généré des Flux de trésorerie disponibles de 67,7 M\$, comparativement à 59,0 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation est attribuable principalement à l'accroissement du BAIIA ajusté, partiellement contrebalancé par la hausse des charges financières.

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 2014, les dividendes sur actions ordinaires déclarés par la Société ont correspondu à 88 % des Flux de trésorerie disponibles, comparativement à 93 % pour la période de 12 mois correspondante précédente. La variation positive est principalement attribuable à l'augmentation des Flux de trésorerie disponibles expliquée plus haut, qui a plus que contrebalancé l'augmentation des dividendes découlant du nombre plus élevé d'actions ordinaires en circulation en vertu du RRD et de l'émission de 4 027 051 actions ordinaires de la Société en juin 2014 aux fins du paiement de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1.

Le Ratio de distribution tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses Projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement interne potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a engagé des charges liées aux Projets potentiels de 5,7 M\$, comparativement à 4,2 M\$ pour l'exercice précédent. Cette augmentation de 36 % est surtout attribuable à l'appel d'offres récent au Québec et à l'appel d'offres en cours en Ontario. Sans tenir compte de ces charges discrétionnaires, le Ratio de distribution de la Société serait inférieur d'environ 7 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 et d'environ 6 % pour l'exercice précédent.

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

Le 24 février 2015, le Conseil d'administration a augmenté de 0,60 \$ à 0,62 \$ par action ordinaire le dividende annuel que la Société compte verser, payable trimestriellement.

PERFORMANCE FINANCIÈRE PRÉVUE

En date du présent rapport de gestion, la Société compte 33 Installations en exploitation ayant une puissance installée nette de 687 MW (puissance installée brute de 1 194 MW) et une production moyenne à long terme consolidée annualisée de 3 050 GWh. La Société poursuit également le développement de cinq Projets en développement au moyen de contrats d'achat d'électricité.

Perspectives pour 2015

	2015	2014	2013
Électricité produite (GWh)	approx. +3-5 %	2 962 +24 %	2 382 +13 %
Produits	approx. +3-5 %	241 834 +22 %	198 259 +12 %
BAIIA ajusté	approx. +1 %	179 562 +21 %	148 916 +11 %
Nombre d'installations en exploitation	34	33	32
Puissance installée nette (MW)	708	687	672
PMLT consolidée, annualisée (GWh)	3 130	3 050	2 883

L'augmentation de la puissance installée et du nombre d'installations en exploitation en 2015 tient compte de la mise en service prévue de la centrale hydroélectrique Tretheway Creek avant la fin de l'année. Les hausses prévues de la production et des produits reflètent des niveaux de production en phase avec la moyenne à long terme ainsi que l'apport sur un exercice complet de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014. L'augmentation plus modeste du BAIIA ajusté tient compte d'un accroissement important des charges liées aux Projets potentiels prévues du fait que la Société financera son expansion sur des marchés cibles à l'échelle internationale.

RAPPORT DE GESTION

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

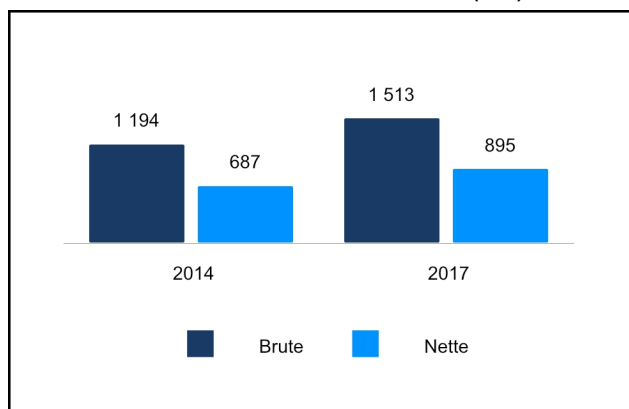
Perspectives pour 2017

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

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 cinq Projets en développement actuels mis en service, sa puissance installée nette passera de 687 MW (puissance installée brute de 1 194 MW) en date du présent rapport de gestion à 895 MW (puissance installée brute de 1 513 MW) à la fin de 2016, soit une augmentation de 30 % (27 % selon la puissance installée brute). La puissance installée nette tient compte du fait que la Société ne détient pas entièrement certaines de ses Installations en exploitation. 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.

Puissance installée brute et nette (MW)



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 cinq Projets en développement actuels mis en service, sa PMLT consolidée annualisée passera de 3 050 GWh en date du présent rapport de gestion à 4 211 GWh à compter de 2017, soit une augmentation de 38 %. 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.

PMLT consolidée annualisée

	En date du rapport de gestion	À compter de 2017
Hydro	2 334,9	2 982,2
Éolien	676,5	1 191,5
Solaire ¹	38,2	37,6
Total	3 049,5	4 211,3

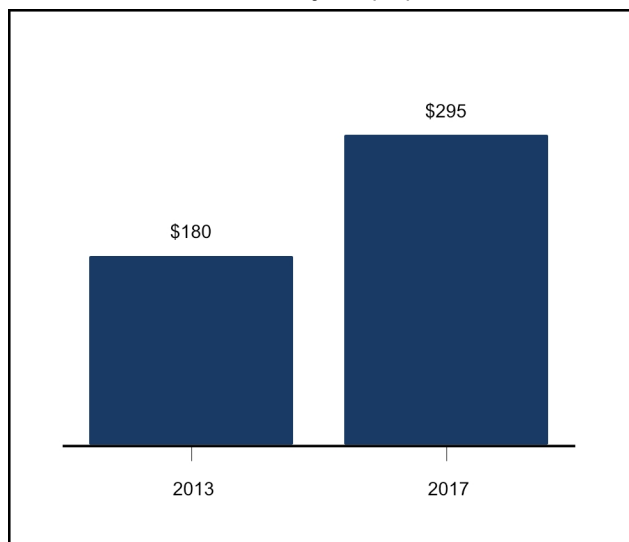
¹ La PMLT pour un parc solaire diminue avec le temps en raison de la dégradation prévue des panneaux solaires.

BAIIA ajusté prévu

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

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 qu'elle entend mettre en place pour financer la construction des cinq Projets en développement.

BAIIA ajusté (M\$)



RAPPORT DE GESTION

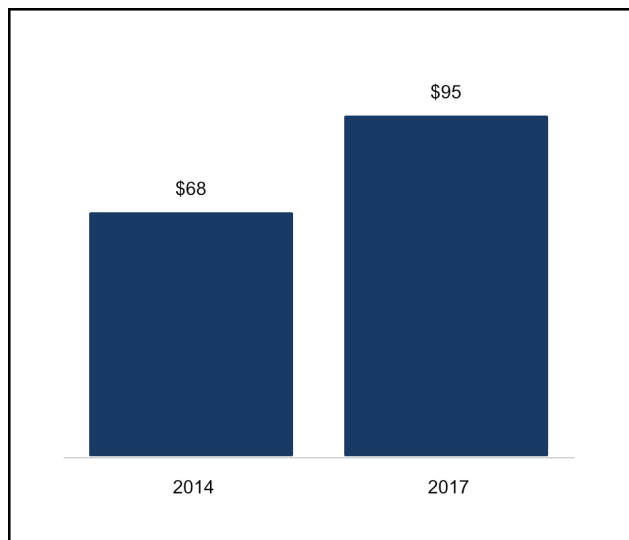
(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par action)

Flux de trésorerie disponibles prévus

Les Flux de trésorerie disponibles générés par ses activités d'exploitation et pouvant être distribués aux porteurs d'actions ordinaires et être réinvestis pour financer sa croissance représentent un autre indicateur de rendement clé pour la Société. Elle prévoit qu'une fois les cinq Projets en développement actuels mis en service, elle générera des Flux de trésorerie disponibles de l'ordre de 95,0 M\$ en 2017, comparativement à 67,7 M\$ en 2014. Cette augmentation, qui représente un taux de croissance annuelle composé de 12 % pour la période 2014-2017, tiendra compte des flux de trésorerie générés par les 38 Installations en exploitation de la Société à ce moment, une fois pris en compte les dépenses en immobilisations pour l'entretien, les remboursements prévus de capital sur la dette, les dividendes sur actions privilégiées et la partie des Flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle.

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 ».

Flux de trésorerie disponibles (M\$)



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 2014, la Société avait des participations dans 25 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits de 3,4 M\$ (3,0 M\$ en 2013), ce qui représente un apport de 1,4 % (1,5 % en 2013) aux produits consolidés de la Société pour cette période. L'augmentation est principalement attribuable aux débits d'eau supérieurs et aux prix de vente plus élevés par rapport à la même période l'an dernier.

Secteurs opérationnels

Au 31 décembre 2014, la Société comptait quatre secteurs opérationnels : la production hydroélectrique, la production éolienne, la production solaire et l'aménagement des emplacements.

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

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

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

SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION Exercice clos le 31 décembre 2014	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Production (MWh)	2 245 224	677 107	40 119	—	2 962 450
Produits	171 029	53 971	16 834	—	241 834
Charges :					
Charges d'exploitation	30 828	9 538	1 146	—	41 512
Frais généraux et administratifs	8 205	3 798	159	2 902	15 064
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	5 696	5 696
BAIIA ajusté	131 996	40 635	15 529	(8 598)	179 562
Exercice clos le 31 décembre 2013					
Production (MWh)	1 655 371	686 380	40 069	—	2 381 820
Produits	126 932	54 499	16 828	—	198 259
Charges :					
Charges d'exploitation	22 849	9 939	1 159	—	33 947
Frais généraux et administratifs	7 373	2 140	317	1 364	11 194
Charges liées aux Projets potentiels	—	—	—	4 202	4 202
BAIIA ajusté	96 710	42 420	15 352	(5 566)	148 916

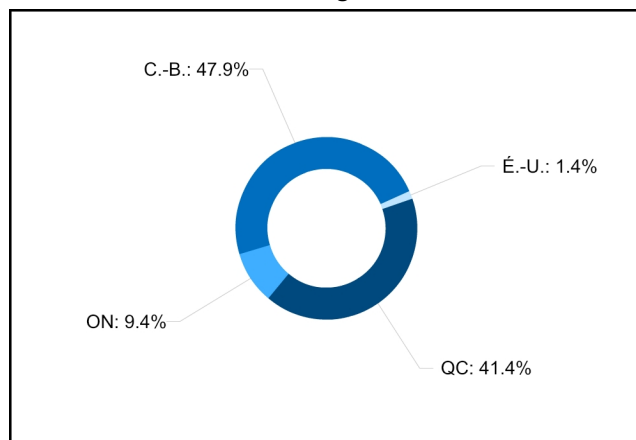
RAPPORT DE GESTION

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

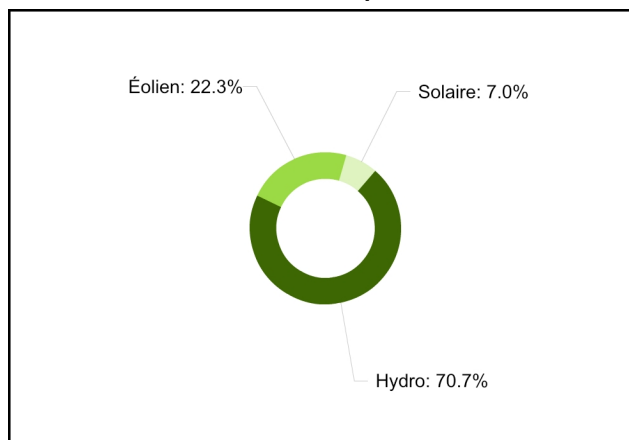
SOMMAIRE DES POSTES DE BILAN Au 31 décembre 2014	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 752 495	352 723	120 957	489 840	2 716 015
Total du passif	1 241 530	238 450	111 814	561 996	2 153 790
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de la période	123 185	549	161	223 405	347 300
Au 31 décembre 2013					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 449 527	387 062	128 146	412 339	2 377 074
Total du passif	949 570	248 594	116 085	396 890	1 711 139
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	66 581	1 213	100	89 501	157 395

Répartition des produits en 2014

Par région



Par secteur d'exploitation



Secteur de la production hydroélectrique

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, ce secteur a produit 100 % de la PMLT et a dégagé des produits de 171,0 M\$, comparativement à 93 % de la PMLT et à des produits de 126,9 M\$ pour la même période l'an dernier. Les débits d'eau ont varié d'un trimestre à l'autre, mais ont été dans l'ensemble en phase avec la moyenne annuelle au Québec et en Colombie-Britannique, supérieurs à la moyenne en Ontario et légèrement inférieurs à la moyenne à l'installation aux États-Unis. En Colombie-Britannique, les précipitations ont été particulièrement abondantes au quatrième trimestre, donnant lieu à des débits d'eau supérieurs à la moyenne, qui ont contrebalancé les débits inférieurs à la moyenne des trois premiers trimestres. L'augmentation des produits de 35 % découle principalement de la production conforme à la PMLT, de l'apport sur un exercice complet de la centrale Magpie acquise en juillet 2013, de l'ajout des centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River mises en service à la fin de 2013, et de l'ajout de la centrale SM-1, qui a été acquise en juin 2014.

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

Le passif total a augmenté depuis le 31 décembre 2013, en raison principalement du transfert du prêt de Kwoiek Creek en provenance du secteur de l'aménagement d'emplacements, de l'ajout de la centrale SM-1 et de l'augmentation des instruments financiers dérivés découlant de la diminution du taux d'intérêt de référence pendant l'exercice, partiellement contrebalancés par le remboursement prévu de la dette à long terme.

RAPPORT DE GESTION

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

Secteur de la production éolienne

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le secteur de la production éolienne a produit 100 % de la PMLT et a dégagé des produits de 54,0 M\$, comparativement à 101 % de la PMLT et à des produits de 54,5 M\$ pour la même période l'an dernier. Ce niveau de production découle principalement des régimes de vent en phase avec la moyenne pour l'exercice, les régimes supérieurs à la moyenne au premier et au troisième trimestres ayant contrebalancé les régimes inférieurs à la moyenne au deuxième et au quatrième trimestres. Les produits relativement stables découlent principalement du fait que les niveaux de production ont été semblables à ceux de la même période l'an dernier.

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

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2013 est attribuable surtout au remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production solaire

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, ce secteur a produit 104 % de la PMLT et a dégagé des produits de 16,8 M\$, comparativement à 103 % de la PMLT et à des produits de 16,8 M\$ pour la même période l'an dernier. Ce niveau de production découle principalement des régimes solaires supérieurs à la moyenne enregistrés pendant les trois premiers trimestres, qui ont contrebalancé les régimes inférieurs à la moyenne au quatrième trimestre. Les produits relativement stables découlent principalement du fait que les niveaux de production ont été semblables à ceux de la même période l'an dernier.

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

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2013 est attribuable principalement au remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de l'aménagement d'emplacements

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les frais d'aménagement d'emplacements se sont établis à 8,6 M\$, comparativement à 5,6 M\$ en 2013. L'augmentation est attribuable principalement à la hausse des charges liées aux Projets potentiels découlant de l'appel d'offres au Québec en 2014 et de l'appel d'offres en cours en Ontario.

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

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

RAPPORT DE GESTION

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

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014	31 mars 2014
Production (MWh)	819 904	826 617	898 722	417 209
Produits	68,2	66,4	69,6	37,6
BAIIA ajusté	48,7	51,7	53,8	25,3
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(49,6)	(6,9)	(29,1)	(36,0)
Perte nette	(27,6)	(4,5)	(14,2)	(38,1)
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(18,9)	(0,7)	(7,8)	(27,4)
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	(0,21)	(0,02)	(0,10)	(0,30)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	1,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	15,1	15,1	15,0	14,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,150	0,150	0,150	0,150

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes le			
	31 déc. 2013	30 sept. 2013	30 juin 2013	31 mars 2013
Production (MWh)	496 613	706 495	792 541	386 171
Produits	41,4	58,0	63,2	35,7
BAIIA ajusté	25,6	46,7	51,3	25,4
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	11,7	2,4	27,3	3,8
Bénéfice net (perte nette)	3,4	11,1	31,0	(0,2)
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	6,3	10,8	28,3	2,8
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et dilué)	0,05	0,09	0,28	0,01
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,8	1,8	1,8	2,0
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13,9	13,8	13,7	13,6
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,145	0,145	0,145	0,145

La comparaison des résultats des plus récents trimestres illustre la saisonnalité qui est propre aux actifs de la Société : la production d'électricité, les produits et le BAIIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 77 % de la PMLT consolidée annualisée de la Société, la saisonnalité s'explique par les débits d'eau qui sont habituellement à leur maximum lors du deuxième trimestre en raison de la période de fonte des neiges et à leur niveau le plus bas lors du premier trimestre en raison des températures froides qui limitent les précipitations sous forme de pluie. Toutefois, les primes sur l'électricité produite pendant les mois les plus froids de l'année qui sont prévues dans certains CAÉ des centrales hydroélectriques de la Société atténuent cette saisonnalité. Les régimes de vent sont généralement les plus importants lors du premier trimestre, tandis que l'ensoleillement est à son maximum pendant les mois d'été et à son niveau le plus bas pendant les mois d'hiver.

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

RAPPORT DE GESTION

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

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Production d'électricité

Périodes de trois mois closes le 31 décembre	2014				2013			
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²
HYDRO								
Québec	184 296	181 486	102%	77,77	143 454	144 310	99%	74,25
Ontario	26 256	21 212	124%	70,28	24 950	21 212	118%	69,81
Colombie-Britannique	404 151	264 831	153%	83,86	121 619	224 900	54%	87,14
États-Unis	2 752	5 223	53%	78,64	2 845	5 223	54%	72,23
Total partiel	617 455	472 752	131%	81,44	292 868	395 645	74%	79,20
ÉOLIEN								
Québec	197 162	207 276	95%	79,75	197 884	207 276	95%	79,38
SOLAIRE								
Ontario	5 286	5 824	91%	420,00	5 861	5 866	100%	420,00
Total	819 903	685 852	120%	83,22	496 613	608 787	82%	83,29

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

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

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014, les installations de la Société ont produit 820 GWh, soit 120 % par rapport à la PMLT de 686 GWh. Dans l'ensemble, les centrales hydroélectriques ont produit 131 % de leur PMLT, en raison principalement des débits d'eau supérieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et en Ontario. Les niveaux de production à la centrale aux États-Unis ont été affectés par des débits d'eau inférieurs à la moyenne, de même que par la fermeture de l'installation pendant un mois, qui était prévue, pour inspecter et désensabler le bassin sédimentaire. Dans l'ensemble, les parcs éoliens ont produit 95 % de leur PMLT, en raison des régimes de vent inférieurs à la moyenne. Le parc solaire Stardale a produit 91 % de sa PMLT, en raison surtout du régime solaire inférieur à la moyenne.

Résultats financiers

Produits

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014, la Société a enregistré des produits de 68,2 M\$, comparativement à 41,4 M\$ en 2013, en raison principalement des débits d'eau supérieurs à la moyenne en Colombie-Britannique, en comparaison de débits d'eau inférieurs à la moyenne pour la même période l'an dernier, ainsi que de l'ajout des centrales Kwoiek Creek et Northwest Stave River, mises en service à la fin de 2013, et de celui de la centrale hydroélectrique SM-1 acquise en juin 2014.

Charges

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014, la Société a enregistré des charges d'exploitation de 12,9 M\$ (11,0 M\$ en 2013), des frais généraux et administratifs de 5,1 M\$ (2,9 M\$ en 2013) et des charges liées aux Projets potentiels de 1,5 M\$ (1,9 M\$ en 2013). L'augmentation des charges par rapport à la période correspondante l'an dernier est principalement attribuable au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société.

RAPPORT DE GESTION

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

	Périodes de trois mois closes le 31 décembre			
	2014		2013	
Produits	68 215	100,0%	41 365	100,0%
Charges d'exploitation	12 874	18,9%	11 045	26,7%
Frais généraux et administratifs	5 101	7,5%	2 873	6,9%
Charges liées aux Projets potentiels	1 492	2,2%	1 882	4,5%
BAIIA ajusté	48 748	71,5%	25 565	61,8%
Charges financières	20 723		16 101	
Autres produits, montant net	(66)		(819)	
Amortissements	17 662		17 154	
Quote-part du bénéfice des coentreprises ¹	(481)		(1 531)	
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	49 574		(11 689)	
(Économie) charge d'impôt	(11 096)		2 926	
(Perte nette) bénéfice net	(27 568)		3 423	
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :				
Propriétaires de la société mère	(18 876)		6 285	
Participations ne donnant pas le contrôle	(8 692)		(2 862)	
	(27 568)		3 423	
(Perte nette) bénéfice net par action - de base	(0,21)		0,05	

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.

BAIIA ajusté

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014, le BAIIA ajusté de la Société s'est établi à 48,7 M\$, comparativement à 25,6 M\$ en 2013, en raison principalement de la production supérieure à la moyenne dont il a été question plus haut.

Charges financières

Les charges financières se sont établies à 20,7 M\$ au quatrième trimestre (16,1 M\$ en 2013), en raison principalement de l'accroissement de la dette liée aux projets découlant du plus grand nombre d'installations en exploitation.

Amortissements

La dotation aux amortissements a totalisé 17,7 M\$ au quatrième trimestre (17,2 M\$ en 2013), en raison principalement du plus grand nombre d'installations en exploitation.

Résultat net

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014, la Société a enregistré une perte nette de 27,6 M\$ (perte nette de base et diluée par action de 0,21 \$), comparativement à un bénéfice net de 3,4 M\$ en 2013 (bénéfice net de base et dilué par action de 0,05 \$). Cette variation est principalement attribuable à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 49,6 M\$, comparativement à un profit net latent de 11,7 M\$ en 2013, qui a contrebalancé l'augmentation du BAIIA ajusté au quatrième trimestre de 2014. En excluant la perte latente ou le profit latent sur instruments financiers dérivés et l'impôt qui s'y rapporte, la Société aurait comptabilisé un bénéfice net de 11,2 M\$ pour le quatrième trimestre clos le 31 décembre 2014, comparativement à une perte nette de 5,5 M\$ en 2013.

RAPPORT DE GESTION

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

PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

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

Production d'électricité

Périodes de trois mois closes le 31 décembre	2014				2013			
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²
Umbata Falls	51 638	33 037	156 %	84,48	51 695	33 037	156 %	65,40
Viger-Denonville ³	20 752	20 300	102 %	148,55	8 720	8 809	99 %	148,53

Exercices clos le 31 décembre	2014				2013			
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²
Umbata Falls	127 394	109 101	117 %	84,41	154 750	109 101	142 %	78,02
Viger-Denonville ³	74 595	72 400	103 %	148,55	8 720	8 809	99 %	148,50

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

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

3. Le parc éolien Viger-Denonville est entré en service en novembre 2013.

Umbata Falls, L.P.

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2014	2013
Produits	10 754	12 073
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	859	746
BAIIA ajusté	9 895	11 327
Charges financières	2 443	2 501
Autres produits, montant net	(38)	(34)
Amortissements	4 015	4 024
Perte nette latente (profit net latent) sur instruments financiers dérivés	3 844	(4 694)
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(369)	9 530

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la production s'est établie à 117 % de la PMLT. Toutefois, les produits et le BAIIA ajusté ont été inférieurs par rapport à la même période en 2013 en raison des niveaux de production plus bas comparativement à l'exercice précédent. La perte nette est attribuable à la baisse du BAIIA ajusté et à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013, comparativement à un profit net latent sur instruments financiers dérivés découlant de l'augmentation des taux d'intérêt de référence pendant la même période l'an dernier.

RAPPORT DE GESTION

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

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

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	4 229	3 685
Actifs non courants	72 116	75 864
Passifs courants	46 824	47 972
Passifs non courants	5 749	1 852
Capitaux propres	23 772	29 725

La réduction des capitaux propres découle principalement d'une distribution de 5,3 M\$ pendant l'exercice et de la perte nette enregistrée pour l'exercice. En outre, l'échéance prévue pour juillet 2014 du prêt pour Umbata Falls, L.P., qui a été comptabilisé dans la tranche à court terme de la dette à long terme, a été prolongée jusqu'au 31 décembre 2014, puis jusqu'au 31 mars 2015. Par ailleurs, Umbata Falls, L.P. utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt de 45,5 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur la totalité du prêt pour Umbata Falls avait une valeur négative nette de 6,9 M\$ au 31 décembre 2014 (valeur négative de 3,0 M\$ au 31 décembre 2013). La variation négative est principalement attribuable à une diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013. L'incidence estimée d'une augmentation de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 0,5 M\$ du passif lié au swap de taux d'intérêt. En revanche, une diminution de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une augmentation de 0,5 M\$ du passif lié au swap de taux d'intérêt.

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	
	2014	2013
Produits	11 081	1 295
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 818	131
BAIIA ajusté	9 263	1 164
Charges financières	3 570	231
Autres produits, montant net	(69)	(3 720)
Amortissements	2 933	369
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	3 838	1 517
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(1 009)	2 767

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la production s'est établie à 103 % de la PMLT. Les produits et le BAIIA ajusté tiennent compte de l'exploitation du parc éolien Viger-Denonville, qui a été mis en service en novembre 2013. La perte nette enregistrée pendant l'exercice reflète une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013. Pour la même période l'an dernier, le résultat net reflétait un profit réalisé sur contrats de change et un profit réalisé sur instruments financiers dérivés découlant du règlement des contrats à terme sur obligations à la clôture du financement à long terme pour le projet, tous deux comptabilisés dans les autres produits, montant net, partiellement contrebalancés par des pertes nettes latentes sur instruments financiers dérivés.

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

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	5 960	9 221
Actifs non courants	62 452	63 940
Passifs courants	4 002	8 200
Passifs non courants	58 588	44 813
Capitaux propres	5 822	20 148

RAPPORT DE GESTION

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

La réduction des capitaux propres découle principalement d'un remboursement d'une participation de 4,5 M\$ une fois le financement du projet entièrement mis en place et d'une distribution de 8,8 M\$ faite pendant l'exercice. En outre, Viger-Denonville, s.e.c. utilise un instrument financier dérivé pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. Un swap de taux d'intérêt de 56,7 M\$ utilisé pour couvrir le taux d'intérêt sur le prêt pour Viger-Denonville avait une valeur négative nette de 4,7 M\$ au 31 décembre 2014 (valeur négative de 0,9 M\$ au 31 décembre 2013). La variation négative est principalement attribuable à une diminution des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2013. L'incidence estimée d'une augmentation de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 0,4 M\$ du passif lié au swap de taux d'intérêt. En revanche, une diminution de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une augmentation de 0,5 M\$ du passif lié au swap de taux d'intérêt.

FILIALES NON ENTIÈREMENT DÉTENUES

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

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

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

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2014	2013
Produits	49 671	47 196
BAlIA ajusté	37 929	36 094
Perte nette et résultat global	(9 544)	(8 201)
Perte nette et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(5 367)	(4 751)
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 177)	(3 450)
	(9 544)	(8 201)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, l'augmentation des produits et du BAlIA ajusté est attribuable principalement à une production plus élevée par rapport à la même période l'an dernier, par ailleurs demeurée inférieure à la PMLT en raison des débits d'eau inférieurs à la moyenne dans ces installations. Les pertes nettes sont attribuables principalement à la production inférieure à la PMLT et aux intérêts compensatoires au titre de l'inflation plus élevés sur les obligations à rendement réel, soit de 6,7 M\$ pour l'exercice (1,9 M\$ en 2013), en raison de la hausse du taux d'inflation.

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

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	31 079	30 143
Actifs non courants	646 421	662 749
Passifs courants	19 582	13 925
Passifs non courants	462 609	460 511
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	118 325	130 497
Participations ne donnant pas le contrôle	76 984	87 959

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

RAPPORT DE GESTION

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

Creek Power Inc. et ses filiales

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

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

	Exercices clos le 31 décembre	
	2014	2013
Produits	3 053	2 346
BAIIA ajusté	1 217	(20)
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(46 588)	2 331
(Perte nette) bénéfice net et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(31 034)	1 570
Participation ne donnant pas le contrôle	(15 554)	761
	(46 588)	2 331

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la perte nette plus importante est attribuable principalement aux pertes nettes latentes sur instruments financiers dérivés plus élevées résultant du nombre plus grand d'instruments financiers dérivés conclus ainsi que de la diminution des taux d'intérêt de référence par rapport à la même période l'an dernier. Les instruments financiers dérivés comprennent les swaps de taux d'intérêt utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur le financement de Fitzsimmons Creek et les contrats à terme sur obligations utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur le financement des projets Upper Lillooet River et Boulder Creek jusqu'à la clôture de la dette sans recours liée aux projets.

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

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	8 707	6 593
Actifs non courants	218 832	67 349
Passifs courants	78 882	13 547
Passifs non courants	204 384	69 534
Déficit attribuable aux propriétaires	(40 931)	(9 897)
Participation ne donnant pas le contrôle (déficit)	(14 796)	758

L'augmentation des postes de l'état de la situation financière s'explique principalement par les dépenses de construction pour les projets Upper Lillooet River et Boulder Creek. La hausse du passif courant est également attribuable aux contrats à terme sur obligations conclus afin de couvrir les taux d'intérêt sur le financement futur lié à ces projets. L'augmentation du déficit attribuable aux propriétaires et la valeur négative des participations ne donnant pas le contrôle sont attribuables principalement à la comptabilisation d'une perte nette en 2014.

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	
	2014	2013
Produits	17 969	7
BAlIA ajusté	14 271	(11)
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(1 266)	7
(Perte nette) bénéfice net et résultat global attribuables aux :		
Propriétaires de la société mère	(414)	13
Participation ne donnant pas le contrôle	(852)	(6)
	(1 266)	7

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les produits et le BAlIA ajusté tiennent compte de l'exploitation de la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek, qui a été mise en service en date du 1^{er} janvier 2014. La 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 emprunts à terme subordonnés détenus par le partenaire de la Société.

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

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Actifs courants	28 098	34 019
Actifs non courants	177 749	177 928
Passifs courants	8 362	23 694
Passifs non courants	213 399	202 901
Déficit attribuable aux propriétaires	(7 928)	(7 514)
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	(7 986)	(7 134)

RAPPORT DE GESTION

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

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

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

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

	Depuis le 21 mars 2014
Produits	—
BAlIA ajusté	(6)
Perte nette et résultat global	(17 064)
Perte nette et résultat global attribuables aux :	
Propriétaires de la société mère	(9 505)
Participation ne donnant pas le contrôle	(7 559)
	(17 064)

La filiale ayant été en activité entre le 24 mars et le 31 décembre 2014, la comptabilisation d'une perte nette est attribuable principalement à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés découlant de la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le début de la période. Des instruments financiers dérivés prenant la forme de contrats à terme sur obligations sont utilisés pour fixer le taux d'intérêt sur le financement du projet Mesgi'g Ugju's'n jusqu'à la clôture du financement.

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

	31 décembre 2014
Actifs courants	4 907
Actifs non courants	11 807
Passifs courants	21 688
Passifs non courants	1 140
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	(855)
Participation ne donnant pas le contrôle (déficit)	(5 259)

Les passifs courants tiennent compte des instruments financiers dérivés conclus pour fixer le taux d'intérêt sur la dette liée au projet Mesgi'g Ugju's'n jusqu'à la clôture du financement. Les valeurs négatives des capitaux propres attribuables aux propriétaires et à la participation ne donnant pas le contrôle sont attribuables à la comptabilisation d'une perte nette en 2014.

RAPPORT DE GESTION

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

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

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

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

	Depuis le 20 juin 2014
Produits	4 821
BAIIA ajusté	3 473
Perte nette et résultat global	(2 763)
Perte nette et résultat global attribuables aux :	
Propriétaires de la société mère	(1 382)
Participation ne donnant pas le contrôle	(1 381)
	(2 763)

Du 20 juin au 31 décembre 2014, les produits et le BAIIA ajusté tiennent compte de l'acquisition de la centrale hydroélectrique SM-1. La perte nette est attribuable principalement à la passation en charges des distributions sur les unités privilégiées détenues par la Société et de l'intérêt sur la débenture de 42,4 M\$ détenue par le partenaire de la Société. Cependant, l'intérêt sur cette débenture sera essentiellement comptabilisé et composé jusqu'à ce que la dette liée au projet ait été remboursée.

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

	31 décembre 2014
Actifs courants	2 286
Actifs non courants	138 217
Passifs courants	6 283
Passifs non courants	120 485
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	15 111
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 376)

RAPPORT DE GESTION

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

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 www.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 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. La Société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de hausse des taux d'intérêt sur son financement par emprunt. 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

RAPPORT DE GESTION

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

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.

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.

Variabilité du rendement des installations et pénalités s'y rattachant

La capacité des installations de la Société à produire la quantité maximale d'énergie pouvant être vendue à Hydro-Québec, à BC Hydro et à l'OÉO ou à d'autres acheteurs d'électricité aux termes des CAÉ constitue un facteur déterminant des produits de la Société. Si l'une des installations de la Société produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année

RAPPORT DE GESTION

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

de contrat donnée ou qu'elle est par ailleurs en défaut aux termes de son CAÉ respectif, la Société pourrait devoir payer une pénalité à l'acheteur visé. Le paiement de ces pénalités par la Société pourrait réduire ses produits et sa rentabilité.

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, 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.

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)

PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

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 de la période considérée, 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 financiers dérivés. 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 2014 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 2014.

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

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

IFRIC 21, Droits ou taxes

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

IFRS 9, Instruments financiers

Le 1er octobre 2014, la Société a adopté IFRS 9 (2013), Instruments financiers (« IFRS 9 (2013) ») de façon anticipée. Cette norme établit les principes pour le classement aux fins de l'information financière et l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers. Cette norme comprend en outre un nouveau modèle de couverture qui lie plus étroitement la comptabilité de couverture à la gestion des risques. Ce nouveau modèle ne modifie pas fondamentalement les types de relations de couverture ni l'obligation d'évaluer et de comptabiliser l'inefficacité de la couverture. Cependant, IFRS 9 permettra à un plus grand nombre de stratégies de couverture utilisées dans la gestion des risques d'être admissibles à la comptabilité de couverture et permettra d'exercer une plus grande part de jugement au moment d'évaluer l'efficacité des relations de couverture. Cette nouvelle norme accroît aussi les informations à fournir requises relativement à la stratégie de gestion des risques d'une entité, aux flux de trésorerie découlant des activités de couverture et à l'incidence de la comptabilité de couverture sur les états financiers consolidés.

IFRS 9 (2013) préconise une approche unique pour déterminer si un actif financier est évalué au coût amorti ou à la juste valeur, en lieu et place des nombreuses règles d'IAS 39. L'approche d'IFRS 9 (2013) est fondée sur la manière dont une entité gère ses instruments financiers et sur les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de l'actif financier. La plupart des exigences prévues par IAS 39 en matière de classement et d'évaluation des passifs financiers ont été reprises dans IFRS 9 (2013).

L'application d'IFRS 9 (2013) n'a donné lieu à aucun ajustement relatif à l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers de la Société. La Société a examiné ses principales méthodes comptables liées aux instruments financiers et aux relations de couverture afin de les aligner avec celles d'IFRS 9 (2013).

Le tableau suivant présente un résumé des changements relatifs au classement et à l'évaluation apportés aux actifs financiers non dérivés de la Société qui sont survenus à la suite de l'application d'IFRS 9 (2013).

RAPPORT DE GESTION

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

	Catégorie en vertu d'IAS 39	Catégorie en vertu d'IFRS 9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Prêts et créances	Coût amorti
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	Prêts et créances	Coût amorti
Débiteurs	Prêts et créances	Coût amorti
Comptes de réserve	Prêts et créances	Coût amorti
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Prêts et créances	Coût amorti
Placement à court terme	Détenus jusqu'à échéance	Coût amorti
Titres garantis par le gouvernement	Détenus jusqu'à échéance	Coût amorti
Prêts consentis à des parties liées	Prêts et créances	Coût amorti

Tous les passifs financiers non dérivés classés en tant qu'autre passif financier en vertu d'IAS 39 sont désormais classés au coût amorti.

Les instruments financiers dérivés étaient classés comme étant détenus à des fins de transaction conformément à IAS 39 et sont désormais classés à la juste valeur.

À la date de la transition, la Société n'utilisait pas la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés.

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

IFRS 15, Produits tirés de contrats conclus avec des clients

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

IFRS 11, Partenariats

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

IFRS 9, Instruments financiers (2014)

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

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Conversion en prêt à terme de la dette liée au projet Kwoiek Creek

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

Conversion en prêt à terme de la dette liée au projet Northwest Stave River

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

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 d'importance 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 reliés.

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 son mandat, 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 et vice-président principal

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, le 24 février 2015



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 2014 et au 31 décembre 2013, 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, 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 lors 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 2014 et au 31 décembre 2013, 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.

Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.¹

Montréal (Québec)
Le 24 février 2015

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)

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2014	2013
Produits		241 834	198 259
Charges			
Charges d'exploitation	6	41 512	33 947
Frais généraux et administratifs		15 064	11 194
Charges liées aux projets potentiels		5 696	4 202
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges (produits), quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés		179 562	148 916
Charges financières	7	86 537	65 158
Autres charges (produits), montant net	8	7 797	(392)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés		85 228	84 150
Amortissement des immobilisations corporelles	6, 18	53 145	48 674
Amortissement des immobilisations incorporelles	6, 19	20 947	20 486
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises	9	701	(6 053)
Perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés	10	121 685	(45 249)
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat		(111 250)	66 292
(Économie) charge d'impôt			
Exigible	11	3 014	2 618
Différé	11	(29 886)	18 243
		(26 872)	20 861
(Perte nette) bénéfice net		(84 378)	45 431
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(54 853)	48 170
Participations ne donnant pas le contrôle		(29 525)	(2 739)
		(84 378)	45 431
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	12	98 341	94 694
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (en \$)	12	(0,63)	0,43
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	12	98 551	94 780
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (en \$)	12	(0,63)	0,43

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	
		2014	2013
(Perte nette) bénéfice net		(84 378)	45 431
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :	27		
Profit de change à la conversion de filiales étrangères autonomes		642	356
Impôt différé connexe		(85)	(46)
(Perte) de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes		(648)	(352)
Impôt différé connexe		85	45
Variation de la juste valeur des instruments de couverture		(343)	—
Impôt différé connexe		90	—
Autres éléments du résultat global		(259)	3
Total du résultat global		(84 637)	45 434
Total du résultat global attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(55 112)	48 173
Participations ne donnant pas le contrôle		(29 525)	(2 739)
		(84 637)	45 434

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 2014	Au 31 décembre 2013
Actif	Notes		
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		54 609	34 267
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	15	85 807	49 745
Débiteurs	16	35 271	19 799
Comptes de réserve	17	651	1 771
Actifs d'impôt exigible	11	93	80
Instruments financiers dérivés	10	2 948	7 563
Prêts consentis à des parties liées	31	—	6 798
Charges payées d'avance et autres		5 269	5 085
		184 648	125 108
Comptes de réserve	17	40 684	45 791
Immobilisations corporelles	18	1 895 789	1 583 417
Immobilisations incorporelles	19	487 312	466 093
Frais de développement de projets	20	61 020	81 643
Participations dans des coentreprises	9	14 536	24 639
Instruments financiers dérivés	10	3 968	7 066
Actifs d'impôt différé	11	14 025	1 804
Goodwill	21	8 269	8 269
Autres actifs non courants		5 764	33 244
		2 716 015	2 377 074

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 2014	Au 31 décembre 2013
	Notes		
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		16 882	15 651
Fournisseurs et autres créiteurs	22	45 607	48 258
Passifs d'impôt exigible	11	1 408	2 216
Instruments financiers dérivés	10	104 095	12 915
Tranche à court terme de la dette à long terme	23	33 799	26 649
Tranche à court terme des autres passifs	24	244	362
		202 035	106 051
Retenues de garantie au titre de la construction		10 818	1 347
Instruments financiers dérivés	10	48 669	26 081
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme		25 339	9 855
Dette à long terme	23	1 610 800	1 313 718
Autres passifs	24	13 808	10 567
Composante passif des débentures convertibles	25	80 018	79 831
Passifs d'impôt différé	11	162 303	163 689
		2 153 790	1 711 139
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires	26 a)	62 224	10 374
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	26 b)	784 482	784 482
Actions privilégiées	26 c)	131 069	131 069
Paieement fondé sur des actions	26 d)	2 050	1 806
Composante capitaux propres des débentures convertibles	25	1 340	1 340
Déficit		(466 336)	(344 809)
Cumul des autres éléments du résultat global	27	(15)	244
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		514 814	584 506
Participations ne donnant pas le contrôle	29.2	47 411	81 429
Total des capitaux propres		562 225	665 935
		2 716 015	2 377 074

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 2014	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions privilegiées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 2014	95 655	10 374	784 482	131 069	1 806	1 340	(344 809)	244	584 506	81 429	665 935
Perte nette							(54 853)		(54 853)	(29 525)	(84 378)
Autres éléments du résultat global								(259)	(259)		(259)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	(54 853)	(259)	(55 112)	(29 525)	(84 637)
Actions ordinaires émises le 20 juin 2014 dans le cadre d'un placement privé (note 5.1)	4 027	41 720							41 720		41 720
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 22 \$)		(60)							(60)		(60)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	990	10 190							10 190		10 190
Paiement fondé sur des actions					244				244		244
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 31)									—	(6 798)	(6 798)
Investissement de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 29.2)									—	2 305	2 305
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(59 549)		(59 549)		(59 549)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(7 125)		(7 125)		(7 125)
Solde au 31 décembre 2014	100 672	62 224	784 482	131 069	2 050	1 340	(466 336)	(15)	514 814	47 411	562 225

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 2013	Capitaux propres attribuables aux propriétaires										
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Actions priviliégées	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 2013	93 660	120 500	656 281	131 069	1 511	1 340	(330 621)	241	580 321	107 611	687 932
Bénéfice net (perte nette)							48 170		48 170	(2 739)	45 431
Autres éléments du résultat global								3	3		3
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	48 170	3	48 173	(2 739)	45 434
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	1 995	18 075							18 075		18 075
Réduction du capital sur les actions ordinaires		(128 201)	128 201						—		—
Paiement fondé sur des actions					295				295		295
Acquisitions d'entreprises									—	1	1
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle									—	(23 444)	(23 444)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(54 967)		(54 967)		(54 967)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(7 391)		(7 391)		(7 391)
Solde au 31 décembre 2013	95 655	10 374	784 482	131 069	1 806	1 340	(344 809)	244	584 506	81 429	665 935

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	
		2014	2013
Activités d'exploitation			
(Perte nette) bénéfice net		(84 378)	45 431
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles	18	53 145	48 674
Amortissement des immobilisations incorporelles	19	20 947	20 486
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises	9	701	(6 053)
Perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés	10	121 685	(45 249)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	7	6 699	1 892
Amortissement des frais de financement	7	895	902
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débentures convertibles	7	1 016	1 955
Charges de désactualisation des autres passifs	7	621	546
Païement fondé sur des actions		244	295
Impôt différé		(29 886)	18 243
Incidence de la variation des taux de change		701	398
Radiation de frais de développement de projets		—	222
Autres		180	(86)
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	7	76 523	59 823
Intérêts versés		(74 474)	(59 741)
Perte sur les contreparties conditionnelles		—	(19)
Distributions reçues des coentreprises		7 136	3 272
Charge d'impôt exigible		3 014	2 618
Impôt sur le résultat payé, montant net		(3 886)	(1 606)
		100 883	92 003
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	28	(13 218)	30 283
		87 665	122 286
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(48 127)	(36 602)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(7 125)	(6 673)
Augmentation de la dette à long terme		379 901	186 627
Remboursement de la dette à long terme		(120 590)	(145 321)
Païement des frais de financement différés		(2 580)	(3 066)
Païement d'autres passifs	24	(361)	—
Païement des frais d'émission d'actions ordinaires et d'actions privilégiées		(82)	(353)
		201 036	(5 388)

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	
		2014	2013
Activités d'investissement			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	5	—	1 885
Acquisitions d'entreprises	5	(38 368)	(28 577)
(Augmentation) diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		(36 062)	38 066
Prêts consentis à des parties liées	31	—	(6 798)
Fonds nets prélevés des comptes de réserve	17	6 538	527
Ajouts aux immobilisations corporelles		(205 460)	(103 680)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		—	(27)
Ajouts aux frais de développement de projets		(24 955)	(27 799)
Prélèvements (investissement dans) des coentreprises		2 259	(2 923)
Investissement de détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	29.2	5	—
Réductions des (ajouts aux) autres actifs non courants		27 480	(2 962)
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		166	76
		(268 397)	(132 212)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		38	85
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		20 342	(15 229)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice		34 267	49 496
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice		54 609	34 267
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		32 920	23 518
Placements à court terme		21 689	10 749
		54 609	34 267

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

Les présents états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration le 24 février 2015.

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

IFRIC 21, Droits ou taxes

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

IFRS 9, Instruments financiers

Le 1er octobre 2014, la Société a adopté IFRS 9 (2013), Instruments financiers (« IFRS 9 (2013) ») de façon anticipée. Cette norme établit les principes pour le classement aux fins de l'information financière et l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers. Cette norme comprend en outre un nouveau modèle de couverture qui lie plus étroitement la comptabilité de couverture à la gestion des risques. Ce nouveau modèle ne modifie pas fondamentalement les types de relations de couverture ni l'obligation d'évaluer et de comptabiliser l'inefficacité de la couverture. Cependant, IFRS 9 permettra à un plus grand nombre de stratégies de couverture utilisées dans la gestion des risques d'être admissibles à la comptabilité de couverture et permettra d'exercer une plus grande part de jugement au moment d'évaluer l'efficacité des relations de couverture. Cette nouvelle norme accroît aussi les informations à fournir requises relativement à la stratégie de gestion des risques d'une entité, aux flux de trésorerie découlant des activités de couverture et à l'incidence de la comptabilité de couverture sur les états financiers consolidés.

NOTES ANNEXES

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

IFRS 9 (2013) préconise une approche unique pour déterminer si un actif financier est évalué au coût amorti ou à la juste valeur, en lieu et place des nombreuses règles d'IAS 39. L'approche d'IFRS 9 (2013) est fondée sur la manière dont une entité gère ses instruments financiers et sur les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de l'actif financier. La plupart des exigences prévues par IAS 39 en matière de classement et d'évaluation des passifs financiers ont été reprises dans IFRS 9 (2013).

L'application d'IFRS 9 (2013) n'a donné lieu à aucun ajustement relatif à l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers de la Société. La Société a examiné ses principales méthodes comptables liées aux instruments financiers et aux relations de couverture afin de les aligner avec celles d'IFRS 9 (2013).

Le tableau suivant présente un résumé des changements relatifs au classement et à l'évaluation apportés aux actifs financiers non dérivés de la Société qui sont survenus à la suite de l'application d'IFRS 9 (2013).

	Catégorie en vertu d'IAS 39	Catégorie en vertu d'IFRS 9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Prêts et créances	Au coût amorti
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	Prêts et créances	Au coût amorti
Débiteurs	Prêts et créances	Au coût amorti
Comptes de réserve		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Prêts et créances	Au coût amorti
Placement à court terme	Détenus jusqu'à l'échéance	Au coût amorti
Titres garantis par le gouvernement	Détenus jusqu'à l'échéance	Au coût amorti
Prêts consentis à des parties liées	Prêts et créances	Au coût amorti

Tous les passifs financiers non dérivés classés en tant qu'autre passif financier en vertu d'IAS 39 sont désormais classés au coût amorti.

Les instruments financiers dérivés étaient classés comme étant détenus à des fins de transaction conformément à IAS 39 et sont désormais classés à la juste valeur.

À la date de la transition, la Société n'utilisait pas la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés.

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

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

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

IFRS 11, *Partenariats*

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

NOTES ANNEXES

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

IFRS 9, Instruments financiers (2014)

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

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 par la suite 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.

NOTES ANNEXES

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

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 participation dans 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.

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 gains 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 gains 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 au 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.

NOTES ANNEXES

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

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 trois mois, déduction faite des découverts bancaires lorsque ceux-ci font partie intégrante de la gestion de la trésorerie de la Société.

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. 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 deuxième type de compte 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 dans des placements à court terme assortis d'échéances d'au plus trois mois 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 installations 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 incorporées dans le coût de 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 examinées 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.

NOTES ANNEXES

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

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'incorporation dans le coût d'un actif.

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

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
Installations hydroélectriques	De 2019 à 2088	De 15 à 75 ans
Parcs éoliens	De 2021 à 2037	De 15 à 25 ans
Installation solaire	De 2032 à 2037	De 20 à 25 ans
Autre matériel	De 2015 à 2019	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'échéance des permis, des licences ou des accords relatifs à chaque installation. La durée d'utilité estimative tient compte des périodes visées par les droits de renouvellement des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ »), car la Société a l'intention d'exercer l'option de renouvellement de ses CAÉ. 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 d'équipements éoliens; 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
Installations hydroélectriques	De 2016 à 2088	De 4 à 75 ans
Parcs éoliens	De 2026 à 2028	De 19 à 20 ans
Installation solaire	2032	20 ans
Garanties prolongées des éoliennes	2016	De 2 à 3 ans

NOTES ANNEXES

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

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 installations hydroélectriques ainsi que des parcs éoliens et 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.

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 immobilisations se sont dépréciées. 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.

NOTES ANNEXES

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

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 pas faire l'objet d'une reprise au cours des périodes subséquentes.

Autres actifs à long terme

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

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 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 doive 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 la date, 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 la date, 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 à long terme 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 celle-ci 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 alors 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.

NOTES ANNEXES

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

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, ses comptes de réserve et ses prêts consentis à des parties liées 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.

Cependant, en ce qui concerne les placements dans des instruments de capitaux propres qui ne sont pas détenus à des fins de transaction, la Société peut choisir au moment de la comptabilisation initiale de présenter les profits et les pertes dans les autres éléments du résultat global. Pour de tels placements évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, les profits et les pertes ne sont jamais reclassés en résultat net, et aucune perte de valeur n'est comptabilisée en résultat net. Les dividendes tirés de tels placements sont comptabilisés en résultat net, à moins que le dividende ne représente clairement un remboursement d'une partie du coût du placement.

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

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

La Société classe les passifs financiers non dérivés comme étant 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.

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. 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 éteintes, annulées, ou qu'elles viennent à échéance.

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 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).

NOTES ANNEXES

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

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.

La Société n'a pas présenté la juste valeur de sa trésorerie et de ses équivalents de trésorerie, de ses liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, de ses débiteurs et de ses prêts consentis à des parties liées parce que leur valeur comptable est une approximation raisonnable de leur juste valeur.

La juste valeur des placements des comptes de réserve, qui se trouvent au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs, est présentée à la note 17.

Les actifs ou passifs financiers qui sont évalués à la juste valeur sont des instruments financiers dérivés qui sont classés au niveau 3 lorsqu'il s'agit de clauses au titre de l'inflation des CAÉ et de dérivés incorporés, et au niveau 2 lorsqu'il s'agit de swaps de taux d'intérêt, de contrats à terme sur obligations et de contrats de change à terme.

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 arrrages ou des conditions économiques corrélées avec les défaillances. Les pertes de valeur sont comptabilisées dans les autres charges (produits), montant net, si nécessaire.

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 dépréciation (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 et l'état consolidé du résultat global.

Relations de couverture

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. Depuis le 1^{er} octobre 2014, 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 les 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 pourront être 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.

NOTES ANNEXES

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

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 un passif comptabilisé ou à une transaction prévue hautement probable pouvant avoir une incidence sur le bénéfice 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 bénéfice 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 échéance, 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 reconversion 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 sont séparés de leur contrat hôte et comptabilisés séparément si les caractéristiques économiques et les risques du contrat hôte et du dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés, qu'un instrument séparé comportant les mêmes modalités que le dérivé incorporé répondrait à la définition d'un dérivé et que l'instrument composé n'est pas évalué à la juste valeur par le biais du résultat net.

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 CAÉ 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 remboursable 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.

NOTES ANNEXES

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

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 installations hydroélectriques Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek, Douglas Creek, Fire Creek, Stokke Creek, Tipella Creek, Lamont Creek, Upper Stave River, Société en commandite Magpie et Umbata Falls et aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau au cours des dix 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 13 886 \$ (12 463 \$ en 2013) 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'énergie renouvelable, 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'une vérification par les autorités fiscales. Les crédits d'impôt à l'investissement concernant les dépenses au titre du développement d'énergie renouvelable sont comptabilisés sous forme de réduction du coût des actifs ou des charges auxquels ils se rapportent.

Païement 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 frappées d'extinction 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 contrepassés. 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.

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 opérations à l'étranger de la Société sont converties 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 placement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain. L'écart de change sur la portion de sa dette 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 qui excède le placement 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 cette couverture. La Société détermine à chacun des trimestres si la relation de couverture permet de compenser efficacement l'écart de change sur son placement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain.

NOTES ANNEXES

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

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 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.

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 de la période considérée, 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 financiers dérivés. 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.

NOTES ANNEXES

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

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 celle-ci sont reflétées dans le résultat. 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.

Perte de valeur 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.

Perte de valeur 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.

Juste valeur des acquisitions d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations lorsqu'elle attribue la juste valeur 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, aux bénéfices, aux charges, aux taux d'intérêt et aux taux d'actualisation.

Entité structurée

En se fondant sur les accords contractuels conclus entre la Société et l'autre partenaire, 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.

NOTES ANNEXES

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

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 établi 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

5.1 Acquisition des actifs de Sainte-Marguerite-1

Le 20 juin 2014, la Société et le Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« Desjardins ») ont conclu l'acquisition de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Sainte-Marguerite-1 (« SM-1 »), située au Québec, au Canada. Le prix d'achat final de la centrale SM-1 s'est établi à 80 088 \$, en plus de la reprise d'une dette sans recours liée au projet de 37 455 \$ portant intérêt à un taux fixe effectif de 3,30 % et arrivant à échéance en 2025 (se reporter à la note 23).

Le prix d'achat final de 80 088 \$ a été réglé comme suit : une tranche de 38 368 \$ en espèces (y compris une retenue de 467 \$) et une tranche de 41 720 \$ par l'émission de parts privilégiées de Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. (« SM-1 S.E.C. »), que le vendeur a immédiatement transférées à la Société en échange de 4 027 051 actions ordinaires de la Société nouvellement émises à un prix de 10,36 \$ par action ordinaire. Ainsi, la Société détient maintenant les parts privilégiées de SM-1 S.E.C. qui portent un taux de distribution privilégié de 10,5 % jusqu'au 1^{er} janvier 2024 et de 11,3 % par la suite.

Le prix d'achat final a été calculé comme suit :

Espèces	38 368
Actions émises	41 720
Total du prix d'achat	80 088

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

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

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

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

NOTES ANNEXES

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

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

Compte de réserve	259
Immobilisations corporelles	115 470
Immobilisations incorporelles	18 807
Passifs courants	(506)
Dette à long terme	(37 455)
Passifs d'impôt différé	(16 487)
Actifs nets acquis	80 088

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

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

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2014, les produits consolidés et la perte nette consolidée se seraient établis à 247 129 \$ et à 83 892 \$, respectivement, pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Les montants des produits et de la perte nette de SM-1 S.E.C. depuis le 20 juin 2014, présentés dans le compte consolidé de résultat, se sont chiffrés à 4 821 \$ et à 2 763 \$, respectivement, pour la période de 195 jours close le 31 décembre 2014.

5.2 Acquisition de la Société en commandite Magpie

Le 25 juillet 2013, la Société a conclu l'acquisition de 99,999 % des parts ordinaires dans la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Magpie, située au Québec (l'« acquisition de Magpie »). La Municipalité Régionale de Comté de Minganie détient 30 % des parts avec droit de vote ainsi qu'une débenture convertible et une débenture ne portant pas intérêt. La débenture convertible donne le droit à la municipalité de détenir une participation de 30 % dans la centrale à la suite de la conversion de la débenture qui aura lieu le 1^{er} janvier 2025 ou avant. La Société a réglé le montant d'achat de 28 577 \$ au comptant.

La totalité de l'énergie produite par cette centrale est vendue à Hydro-Québec aux termes d'un CAÉ échéant en 2032.

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 futurs. L'acquisition de la centrale Magpie a permis d'ajouter une puissance installée additionnelle d'environ 40,6 MW au portefeuille de centrales hydroélectriques en exploitation de la Société.

NOTES ANNEXES

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

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

Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 885
Débiteurs	1 321
Charges payées d'avance et autres	52
Compte de réserve	422
Immobilisations corporelles	74 460
Immobilisations incorporelles	30 413
Passifs courants	(1 203)
Dette à long terme	(66 024)
Autres passifs non courants	(2 428)
Passifs d'impôt différé	(10 320)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1)
Actifs nets acquis	28 577

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

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2013, les produits consolidés et le bénéfice net consolidé auraient été de 203 323 \$ et de 45 786 \$, respectivement, pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Les montants des produits et du bénéfice net de la Société en commandite Magpie depuis le 25 juillet 2013, présentés dans les comptes consolidés de résultat, se sont chiffrés à 5 489 \$ et à 1 835 \$, respectivement, pour la période de 160 jours close le 31 décembre 2013.

5.3 Acquisition de Brown Miller Power L.P.

L'évaluation de l'acquisition de Brown Miller Power L.P. a été finalisée au cours de l'exercice 2013. Le tableau suivant reflète la répartition finale du prix d'achat :

	Répartition initiale du prix d'achat	Ajustements ultérieurs	Répartition finale du prix d'achat
Débiteurs	429	—	429
Charges payées d'avance et autres	153	—	153
Immobilisations corporelles	64 391	(14 732)	49 659
Immobilisations incorporelles	13 436	14 732	28 168
Passifs courants	(9)	—	(9)
Passifs d'impôt différé	(9 765)	—	(9 765)
	68 635	—	68 635

NOTES ANNEXES

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

6. CHARGES D'EXPLOITATION

	Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013
Salaires	3 607	2 851
Assurances	2 400	2 119
Exploitation et entretien	18 210	16 367
Impôts fonciers et redevances	17 295	12 610
	41 512	33 947

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	
	2014	2013
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	76 523	59 823
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	6 699	1 892
Amortissement des frais de financement	895	902
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	1 016	1 955
Charges de désactualisation des autres passifs	621	546
Autres	783	40
	86 537	65 158

8. AUTRES CHARGES (PRODUITS), MONTANT NET

	Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013
Coûts de transaction	521	609
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	8 366	3 259
Perte de change réalisée	589	369
Profit sur les contreparties conditionnelles	—	(19)
Autres produits, montant net	(2 045)	(2 832)
Perte de valeur des prêts	366	—
Radiation de frais de développement de projets	—	222
Règlement de réclamations reçues relativement à une acquisition	—	(2 000)
	7 797	(392)

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 de la période 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 2014	31 décembre 2013
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 tableau suivant présente un sommaire de l'information financière relative aux coentreprises significatives de la Société. 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	
	2014	2013
Produits	10 754	12 073
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	859	746
	9 895	11 327
Charges financières	2 443	2 501
Autres produits, montant net	(38)	(34)
Amortissements	4 015	4 024
Perte nette (profit net) latent(e) sur instruments financiers dérivés	3 844	(4 694)
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(369)	9 530

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 2014	Au 31 décembre 2013
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 350	1 738
Autres actifs courants	1 879	1 947
Actifs courants	4 229	3 685
Actifs non courants	72 116	75 864
Fournisseurs et autres créditeurs	217	133
Autres passifs courants	46 607	47 839
Passifs courants	46 824	47 972
Passifs non courants	5 749	1 852
Capitaux propres	23 772	29 725

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 2014	Au 31 décembre 2013
Actif net de la coentreprise	23 772	29 725
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	49 %	49 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	11 648	14 565

Dette d'Umbata Falls, L.P.

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 25 ans à compter de juillet 2009. L'emprunt à terme porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable pour un taux global de 2,59 %. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. L'échéance de juillet 2014 de l'emprunt d'Umbata Falls, qui est compris dans les passifs courants, a été reportée au 31 mars 2015. Umbata Falls, L.P. prévoit refinancer le solde impayé avant la date de report.

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 2014, 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 d'environ 76 300 \$.

Umbata Falls, L.P. a conclu un swap de taux d'intérêt amortissable de 51 000 \$, 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	
	2014	2013
Produits	11 081	1 295
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	1 818	131
	9 263	1 164
Charges financières	3 570	231
Autres produits, montant net	(69)	(3 720)
Amortissements	2 933	369
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	3 838	1 517
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(1 009)	2 767

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 décembre 2014	Au 31 décembre 2013
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 996	1 787
Autres actifs courants	964	7 434
Actifs courants	5 960	9 221
Actifs non courants	62 452	63 940
Fournisseurs et autres créditeurs	520	183
Autres passifs courants	3 482	8 017
Passifs courants	4 002	8 200
Passifs non courants	58 588	44 813
Capitaux propres	5 822	20 148

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 2014	Au 31 décembre 2013
Actif net de la coentreprise	5 822	20 148
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	50 %	50 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	2 911	10 074

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 commençant en juin 2014. L'emprunt à terme porte intérêt à un taux variable équivalant aux taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable, pour un total de 3,90 %. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 2 518 \$ pour 2015. Les prêteurs ont également accepté de consentir une lettre de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 984 \$. Au 31 décembre 2014, 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 d'environ 68 400 \$.

Viger-Denonville, s.e.c. a conclu un swap de taux d'intérêt amortissable de 58 520 \$, qui viendra à échéance en 2031 et qui porte intérêt à un taux de 3,40 %.

NOTES ANNEXES

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

9.2 Engagements des contreparties

Au 31 décembre 2014, 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. sont les suivants :

Années	Production hydroélectrique	Production éolienne	Total
2015	23 283	3 009	26 292
2016	563	3 018	3 581
2017	459	3 013	3 472
2018	409	3 009	3 418
2019	367	2 941	3 308
Par la suite	1 667	34 390	36 057
Total	26 748	49 380	76 128

Umbata Falls, L.P.

Vingt-cinq ans après le début de son exploitation, la société en commandite sera dissoute. 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 et à l'égard de l'exploitation des parcs éoliens.

10. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La Société détient des swaps de taux d'intérêt et des contrats à terme sur obligation (« 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. 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 14 570 \$ la juste valeur négative de ces instruments financiers. Inversement, une baisse de la courbe des taux de swap de 0,1 % ferait augmenter de 14 866 \$ la juste valeur négative de ces instruments financiers.

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 CAÉ 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 2014, pour la durée restante de ces contrats, actualisé à un taux de 2,20 %. 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 529 \$. Une baisse du taux d'inflation à long terme de 0,1 % ferait augmenter la juste valeur de ces instruments financiers de 527 \$.
- Le dérivé incorporé en devises ajuste le prix de l'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 change selon la variation du taux de change, pour une valeur nominale de 78 400 euros. L'incidence prévue d'une augmentation de 10 % de l'euro par rapport au dollar canadien créerait une perte de 9 800 \$; une diminution de 10 % de l'euro par rapport au dollar canadien créerait un profit de 9 800 \$. Toutefois, ce dérivé incorporé dispose 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 sont contrebalancés par les profits ou les pertes liés au contrat de change à terme.

NOTES ANNEXES

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

Le classement de tous les actifs et passifs financiers selon la hiérarchie des justes valeurs est demeuré inchangé en 2014.

Actifs (passifs) financiers	Dérivé incorporé en devises (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 2014	—	—	(31 015)	6 648	(24 367)
Dérivé incorporé au titre d'un contrat d'achat de matériel	547	—	—	—	547
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés	995	(1 228)	(128 543)	(1 275)	(130 051)
Règlements	—	—	8 366	—	8 366
Comptabilisé en résultat net	995	(1 228)	(120 177)	(1 275)	(121 685)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	—	—	(343)	—	(343)
Au 31 décembre 2014	1 542	(1 228)	(151 535)	5 373	(145 848)

Actifs (passifs) financiers	Instruments de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Total
Au 1 ^{er} janvier 2013	(78 007)	8 391	(69 616)
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés	43 733	(1 743)	41 990
Règlements	3 259	—	3 259
Profit net (perte nette) latent(e) sur instruments financiers dérivés	46 992	(1 743)	45 249
Au 31 décembre 2013	(31 015)	6 648	(24 367)

Présentés dans les états financiers consolidés :

	Au 31 décembre 2014	Au 31 décembre 2013
Actifs courants – Instruments financiers dérivés	2 948	7 563
Actifs non courants – Instruments financiers dérivés	3 968	7 066
Passifs courants – Instruments financiers dérivés	(104 095)	(12 915)
Passifs non courants – Instruments financiers dérivés	(48 669)	(26 081)
	(145 848)	(24 367)

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 2014	31 décembre 2013
Contrats dans le cadre desquels la comptabilité de couverture n'est pas utilisée				
Contrats à terme sur obligations à des taux variant de 2,74 % à 3,32 % (3,04 % à 3,27 % en 2013)	2015	Aucune	535 000	340 000
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,96 % à 4,09 %	2015	Aucune	15 000	15 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 %	2016	Aucune	3 000	3 000
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 à des taux variant de 2,94 % à 4,93 %, amortissables	2026	Aucune	49 718	52 539
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,35 % à 3,60 %, amortissables	2027	Aucune	37 506	39 807
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,74 %, amortissable	2030	Aucune	93 511	97 723
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amortissable	2030	2016	27 485	28 803
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amortissable	2031	2016	43 360	45 417
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,61 %, amortissable	2035	2025	100 463	102 818
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amortissable	2041	2016	19 313	19 591
			1 006 956	827 298
Contrat dans le cadre duquel la comptabilité de couverture est utilisée				
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 2,30 % à 2,33 %	2024	2019	40 000	—
			1 046 956	827 298

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.

Risque de change

Les modalités du contrat réduisant le risque de change de la Société sont les suivantes :

Contrat	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeur nominale	
			31 décembre 2014	31 décembre 2013
Contrat dans le cadre duquel la comptabilité de couverture n'est pas utilisée				
Contrats de change à terme, 1,43 \$ CA pour 1 €	2015	Aucune	78 400	—

NOTES ANNEXES

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

Au 31 décembre 2014, 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 :

	Valeur nominale de l'instrument de couverture	Valeur comptable de l'instrument de couverture		Poste de l'état de la situation financière où se trouve l'instrument de couverture	Variations de la juste valeur utilisée pour calculer l'efficacité de la couverture pour 2014
		Actifs	Passifs		
Couvertures de flux de trésorerie :					
Risque de taux d'intérêt					
Swaps de taux d'intérêt	40 000	—	(424)	Instruments financiers dérivés (courants et non courants)	(424)

Le tableau suivant présente un sommaire des éléments couverts de la Société au 31 décembre 2014 :

	Variations de la juste valeur utilisée pour calculer l'efficacité de la couverture pour 2014	Réserve de couverture de flux de trésorerie	Réserve au titre de la conversion de devises
Couverture de flux de trésorerie :			
Risque de taux d'intérêt			
Swap de taux d'intérêt	343	343	—
Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger :			
Risque de change			
Avances au taux LIBOR	648	—	648

NOTES ANNEXES

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

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des couvertures inefficaces et des profits ou pertes de couverture au 31 décembre 2014 :

	Variations de la juste valeur de l'instrument de couverture comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Couvertures inefficaces comptabilisées en résultat net	Poste du compte de résultat qui comprend les couvertures inefficaces	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						
Swap de taux d'intérêt	343	83	Perte nette (profit net) latent(e) sur les instruments financiers dérivés	—	—	—
Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger :						
Risque de change						
Avances au taux LIBOR	648	—	—	—	—	—

Les sources des couvertures inefficaces proviennent de la variation du risque de crédit de chaque partie de la couverture.

11. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

a) Impôt comptabilisé en résultat net

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Impôt exigible		
Charge d'impôt exigible pour l'exercice considéré	3 079	2 639
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à la charge d'impôt exigible des exercices précédents	(65)	(21)
	3 014	2 618
Impôt différé		
(Économie) charge d'impôt différé comptabilisée pour l'exercice considéré	(29 280)	16 003
(Diminution) augmentation des taux d'imposition différés	(198)	1 226
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	(408)	1 014
	(29 886)	18 243
Total de (l'économie) la charge d'impôt comptabilisée pour l'exercice considéré	(26 872)	20 861

NOTES ANNEXES

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

Le tableau suivant présente un rapprochement du total de (l'économie) la charge d'impôt et (de la perte) du bénéfice comptable pour l'exercice :

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat	(111 250)	66 292
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	26,6 %	26,5 %
(Économie) charge d'impôt calculée selon le taux d'imposition prévu par la loi	(29 593)	17 567
Éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition prévu par la loi :		
Charges non déductibles	547	473
Incidence des pertes fiscales non comptabilisées antérieurement et inutilisées et des différences temporaires utilisées pendant l'exercice	(1 663)	(520)
Bénéfice imposable à un taux autre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	537	—
(Diminution) augmentation des taux d'imposition différés	(198)	1 226
Augmentation des différences temporaires imposables relativement aux placements dans des filiales et des coentreprises	623	1 262
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	212	171
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt exigible des exercices précédents	(65)	(21)
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	(408)	1 014
Ajustements liés à des modifications apportées aux lois	—	(1 260)
Charge d'impôt sur la perte attribuée aux participations minoritaires dans des entités non imposables	3 116	943
Autres	20	6
(Économie) charge d'impôt comptabilisée en résultat	(26 872)	20 861

Le taux d'imposition pour 2014 et 2013 qui est 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. L'augmentation du taux d'imposition est attribuable à une restructuration interne et à l'acquisition d'un projet situé au Québec.

b) Impôt comptabilisé dans les autres éléments du résultat global

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Impôt différé		
Sur les produits et les charges comptabilisés dans les autres éléments du résultat global :		
Conversion de filiales étrangères autonomes	85	46
Tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture de placements dans des filiales étrangères autonomes	(85)	(45)
Variation de la juste valeur des instruments de couverture comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	(90)	—
Total de l'impôt comptabilisé directement dans les autres éléments du résultat global	(90)	1

NOTES ANNEXES

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

c) Impôt comptabilisé directement dans les capitaux propres

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Impôt différé		
Sur les opérations avec les propriétaires :		
Frais d'émission d'actions déductibles sur cinq ans	(22)	—
Total de l'impôt comptabilisé directement dans les capitaux propres	(22)	—

d) Actifs et passifs d'impôt exigible

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Actifs d'impôt exigible		
Remboursement d'impôt à recevoir	93	80
Passifs d'impôt exigible		
Impôt à payer	1 408	2 216

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 2014	31 décembre 2013
Actifs d'impôt différé	14 025	1 804
Passifs d'impôt différé	(162 303)	(163 689)
	(148 278)	(161 885)

NOTES ANNEXES

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

	Au 1 ^{er} janvier 2014	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Comptabilisé dans l'acquisition d'entreprises	Transfert des frais de développement de projets dans les immobilisations corporelles et incorporelles	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2014
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :								
Immobilisations corporelles	(86 445)	1 984	—	(16 698)	(8 567)	—	54	(109 672)
Immobilisations incorporelles	(93 555)	3 693	—	(1 545)	(6 126)	—	(42)	(97 575)
Frais de développement de projets	(12 716)	(11 456)	—	—	14 693	—	—	(9 479)
Placement dans des filiales et dans des coentreprises	(672)	(56)	(85)	—	—	—	—	(813)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(681)	(174)	—	—	—	—	—	(855)
Instruments financiers dérivés	14 772	32 630	90	—	—	—	—	47 492
Dette à long terme	(5 675)	(130)	—	1 756	—	—	—	(4 049)
Débiteures convertibles	(175)	49	—	—	—	—	—	(126)
Autres passifs	649	(68)	—	—	—	—	—	581
Frais de financement	1 198	(1 938)	—	—	—	22	—	(718)
Rémunération fondée sur des actions	405	205	—	—	—	—	—	610
	(182 895)	24 739	5	(16 487)	—	22	12	(174 604)
					—			
Pertes fiscales	21 010	5 147	85	—	—	—	84	26 326
	(161 885)	29 886	90	(16 487)	—	22	96	(148 278)

Au 31 décembre 2014, la Société, ses filiales et ses coentreprises avaient des pertes autres qu'en capital totalisant environ 94 000 \$ qui peuvent être utilisées pour réduire le bénéfice imposable futur. Ces pertes autres qu'en capital viennent à échéance graduellement entre 2027 et 2034.

La Société et ses filiales ont comptabilisé des pertes en capital totalisant environ 3 000 \$, lesquelles peuvent être utilisées pour réduire les gains en capital d'exercices futurs.

La Société a comptabilisé des actifs d'impôt différé sur des pertes autres qu'en capital et sur des pertes 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 actuellement 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 2013	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Comptabilisé dans l'acquisition d'entreprises	Transfert des frais de développement de projets dans les immobilisations corporelles et incorporelles, et autres reclassements	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2013
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Immobilisations corporelles	(67 345)	(10 904)	—	(5 729)	(2 542)	75	(86 445)
Immobilisations incorporelles	(81 738)	308	—	(7 748)	(4 343)	(34)	(93 555)
Frais de développement de projets	(24 529)	5 141	—	—	6 672	—	(12 716)
Placement dans des filiales et dans des coentreprises	(420)	(206)	(46)	—	—	—	(672)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(513)	(168)	—	—	—	—	(681)
Instruments financiers dérivés	26 396	(11 624)	—	—	—	—	14 772
Dette à long terme	(8 554)	358	—	2 521	—	—	(5 675)
Débitures convertibles	(217)	42	—	—	—	—	(175)
Autres passifs	—	13	—	636	—	—	649
Frais de financement	3 085	(1 887)	—	—	—	—	1 198
Rémunération fondée sur des actions	—	192	—	—	213	—	405
	(153 835)	(18 735)	(46)	(10 320)	—	41	(182 895)
					—		
Pertes fiscales	20 416	492	45	—	—	57	21 010
	(133 419)	(18 243)	(1)	(10 320)	—	98	(161 885)

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 2014	31 décembre 2013
Pertes fiscales – de type exploitation	3 525	8 079
Pertes fiscales – de type capital	—	569
Coûts de transaction	2 162	2 842
	5 687	11 490

Les pertes fiscales – de type exploitation – non comptabilisées viendront à échéance graduellement entre 2029 et 2033.

12. BÉNÉFICE PAR ACTION

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

	Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	(54 853)	48 170
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(7 125)	(7 391)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(61 978)	40 779
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	98 341	94 694
(Perte nette) bénéfice net par action, de base (en \$)	(0,63)	0,43
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	98 341	94 694
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	210	86
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	98 551	94 780
(Perte nette) bénéfice net par action, dilué(e) (en \$) b)	(0,63)	0,43

- a) Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, 1 640 000 des 3 470 684 options sur actions (2 013 420 des 3 073 684 options sur actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2013) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles (7 558 684 actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2013) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, car leur prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires.
- b) Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, 1 830 684 des 3 470 684 options sur actions ont été exclues du calcul de la perte nette par action diluée, car elles avaient un effet antidilutif en raison de la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires.

NOTES ANNEXES

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

13. RÉMUNÉRATION DES PRINCIPAUX MEMBRES DE LA DIRECTION

Le tableau suivant présente les charges comptabilisées par la Société à l'égard des membres de la direction. Les membres du conseil d'administration ainsi que le président et tous les vice-présidents font partie de ce groupe.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013
Salaires et avantages à court terme	4 525	3 940
Jetons de présence des membres du conseil d'administration	567	566
Indemnités de fin de contrat de travail	—	39
Régime d'attribution d'actions liées au rendement	694	678
Paieement fondé sur des actions	244	295
	6 030	5 518

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	
	2014	2013
Charges d'exploitation	3 607	2 851
Frais généraux et administratifs	8 534	7 919
Charges liées aux projets potentiels	2 542	1 631
Coûts de transaction	281	609
Incorporées aux immobilisations corporelles	4 377	2 769
Incorporées aux frais de développement de projets	1 873	2 552
	21 214	18 331

15. LIQUIDITÉS ET PLACEMENTS À COURT TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

	Au 31 décembre 2014	Au 31 décembre 2013
Comptes de liquidités soumises à restrictions	7 387	19 975
Compte de produit d'emprunts soumis à restrictions	71 678	23 115
Comptes de paiement du service de la dette	6 742	6 655
	85 807	49 745

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

NOTES ANNEXES

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

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 date d'échéance.

16. DÉBITEURS

	Au 31 décembre 2014	Au 31 décembre 2013
Créances clients	27 983	14 787
Taxes à la consommation	4 421	1 595
Crédits d'impôt à l'investissement	1 538	1 898
Autres	1 329	1 519
	35 271	19 799

La quasi-totalité des créances clients de la Société proviennent 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, et Idaho Power Company. Hydro-Québec a actuellement une cote de crédit de A+ attribuée par Standard & Poor's (« S&P »). British Columbia Hydro and Power Authority a actuellement une cote de crédit de AAA attribuée par S&P. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a indiqué que la province d'Ontario, dont la cote de crédit attribuée par S&P est actuellement de AA-, honorerait les obligations de Hydro One Inc. et de ses sociétés affiliées, en vertu des CAÉ auxquels elle est partie. Hydro One Inc. et ses sociétés affiliées détiennent actuellement une cote de crédit de A+ attribuée par S&P, et la cote de crédit attribuée à Idaho Power Company par S&P est actuellement de BBB.

Les taxes à la consommation et les crédits d'impôt à l'investissement sont à recevoir des gouvernements fédéral et provinciaux à la suite du développement et de la construction des projets.

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.

17. COMPTES DE RÉSERVE

	31 décembre 2014		
	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Total
Réserves au 1 ^{er} janvier 2014	43 972	3 590	47 562
Réserve acquise dans le cadre d'une acquisition d'entreprises (note 5.1)	—	259	259
Prélèvements dans les réserves, montant net	(6 485)	(53)	(6 538)
Incidence des variations du taux de change	60	(8)	52
Réserves à la fin de l'exercice	37 547	3 788	41 335
Moins :			
Tranche à court terme	(651)	—	(651)
Tranche à long terme	36 896	3 788	40 684

NOTES ANNEXES

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

	31 décembre 2013		
	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Total
Réserves au 1 ^{er} janvier 2013	45 291	2 325	47 616
Réserve acquise dans le cadre d'une acquisition d'entreprises (note 5.2)	—	422	422
(Prélèvements) investissements dans les réserves, montant net	(1 362)	835	(527)
Incidence des variations du taux de change	43	8	51
Réserves à la fin de l'exercice	43 972	3 590	47 562
Moins :			
Tranche à court terme	(1 771)	—	(1 771)
Tranche à long terme	42 201	3 590	45 791

Au cours de l'exercice, les sommes détenues dans le compte de réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne ont généré des revenus de placement de 400 \$ (395 \$ en 2013).

Au cours de l'exercice, les sommes détenues dans le compte de réserve pour travaux d'entretien majeurs ont généré des revenus de placement de 36 \$ (27 \$ en 2013).

Placements des comptes de réserve	Échéance	Juste valeur	Valeur comptable nette
Titres garantis par le gouvernement	2015	724	724
Placements à court terme	2015	9 032	9 032
Trésorerie et équivalents de trésorerie	—	31 579	31 579
		41 335	41 335

La juste valeur des titres garantis par le gouvernement est établie par référence directe à des prix publiés sur le marché actif. Les placements à court terme sont détenus auprès d'importantes institutions financières. La Société n'a enregistré aucune perte de valeur de ces instruments financiers puisque les cotes de solvabilité des contreparties sont élevées.

La disponibilité d'un montant de 39 018 \$ (42 797 \$ en 2013) 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

	Terrain	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2014	2 141	1 063 065	370 729	124 205	201 742	7 473	1 769 355
Ajouts	161	7 463	501	—	222 555	1 150	231 830
Acquisition d'entreprises (note 5.1)	230	115 240	—	—	—	—	115 470
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	154 175	—	—	(154 175)	—	—
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	—	17 279	—	17 279
Cessions	—	(298)	—	—	—	(185)	(483)
Autres variations	—	(28)	876	39	—	(82)	805
Écarts de change, montant net	9	512	—	—	—	11	532
Au 31 décembre 2014	2 541	1 340 129	372 106	124 244	287 401	8 367	2 134 788
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2014	—	(107 529)	(64 772)	(9 915)	—	(3 722)	(185 938)
Amortissement	—	(28 015)	(17 736)	(5 951)	—	(1 443)	(53 145)
Cessions	—	30	—	—	—	151	181
Autres variations	—	10	(20)	—	—	87	77
Écarts de change, montant net	—	(166)	—	—	—	(8)	(174)
Au 31 décembre 2014	—	(135 670)	(82 528)	(15 866)	—	(4 935)	(238 999)
Valeur comptable au 31 décembre 2014							
	2 541	1 204 459	289 578	108 378	287 401	3 432	1 895 789

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 incorporés dans le coût de l'actif de 5 647 \$ (13 359 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013), engagés avant l'utilisation prévue des immobilisations.

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

Le coût des installations a été réduit en raison de crédits d'impôt à l'investissement de 1 408 \$ (1 161 \$ au 31 décembre 2013).

NOTES ANNEXES

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

	Terrain	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autre matériel	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2013	2 105	920 368	370 819	124 133	140 901	6 127	1 564 453
Ajouts	30	6 945	1 213	100	87 926	1 453	97 667
Acquisitions d'entreprises (notes 5.2 et 5.3)	—	59 606	—	—	—	122	59 728
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	75 177	—	—	(75 177)	—	—
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	—	47 565	32	47 597
Cessions	—	—	(99)	—	—	(240)	(339)
Autres variations	—	605	(1 204)	(28)	527	(29)	(129)
Écarts de change, montant net	6	364	—	—	—	8	378
Au 31 décembre 2013	2 141	1 063 065	370 729	124 205	201 742	7 473	1 769 355
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2013	—	(83 609)	(47 255)	(3 965)	—	(2 512)	(137 341)
Amortissement	—	(23 815)	(17 517)	(5 950)	—	(1 392)	(48 674)
Cessions	—	—	—	—	—	156	156
Autres variations	—	2	—	—	—	29	31
Écarts de change, montant net	—	(107)	—	—	—	(3)	(110)
Au 31 décembre 2013	—	(107 529)	(64 772)	(9 915)	—	(3 722)	(185 938)
Valeur nette au 31 décembre 2013	2 141	955 536	305 957	114 290	201 742	3 751	1 583 417

NOTES ANNEXES

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

19. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Total
Coût					
Au 1 ^{er} janvier 2014	478 619	81 582	9 538	12 115	581 854
Acquisition d'entreprise (note 5.1)	18 807	—	—	—	18 807
Transfert d'actifs lors de la mise en service	4	—	—	(4)	—
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	23 240	23 240
Autres variations	—	(5 766)	—	—	(5 766)
Écarts de change, montant net	190	—	—	—	190
Au 31 décembre 2014	497 620	75 816	9 538	35 351	618 325
Cumul de l'amortissement					
Au 1 ^{er} janvier 2014	(90 526)	(24 460)	(775)	—	(115 761)
Amortissement	(15 498)	(4 876)	(477)	(96)	(20 947)
Autres variations	—	5 766	—	—	5 766
Écarts de change, montant net	(71)	—	—	—	(71)
Au 31 décembre 2014	(106 095)	(23 570)	(1 252)	(96)	(131 013)
Valeur nette au 31 décembre 2014	391 525	52 246	8 286	35 255	487 312

	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Total
Coût					
Au 1 ^{er} janvier 2013	426 334	81 582	9 538	7 195	524 649
Acquisition d'entreprise (notes 5.2 et 5.3)	45 145	—	—	—	45 145
Transfert d'actifs lors de la mise en service	7 000	—	—	(7 000)	—
Transfert à partir de projets en cours de développement	—	—	—	12 111	12 111
Autres variations	5	—	—	(191)	(186)
Écarts de change, montant net	135	—	—	—	135
Au 31 décembre 2013	478 619	81 582	9 538	12 115	581 854
Cumul de l'amortissement					
Au 1 ^{er} janvier 2013	(74 924)	(20 003)	(298)	—	(95 225)
Amortissement	(15 552)	(4 457)	(477)	—	(20 486)
Autres variations	(5)	—	—	—	(5)
Écarts de change, montant net	(45)	—	—	—	(45)
Au 31 décembre 2013	(90 526)	(24 460)	(775)	—	(115 761)
Valeur nette au 31 décembre 2013	388 093	57 122	8 763	12 115	466 093

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 2014	31 décembre 2013
Coût		
Solde au début de l'exercice	81 643	103 529
Ajouts	20 443	38 044
Transfert aux immobilisations corporelles	(17 279)	(47 597)
Transfert aux immobilisations incorporelles	(23 240)	(12 111)
Radiation de frais de développement de projets	—	(222)
Autres variations	(547)	—
Solde à la fin de l'exercice	61 020	81 643

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013, la Société a effectué un test de dépréciation annuel à l'égard des frais de développement de projets. Selon le résultat de ces tests, aucune perte de valeur n'a dû être inscrite.

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 comparatifs approuvés par la direction couvrant une période allant de 40 à 75 ans, ainsi qu'un taux d'actualisation avant impôt de 6,50 % (7,84 % à 9,00 % en 2013).

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 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 comparatifs 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 le moment où ils le seront.

Les ajouts au cours de l'exercice considéré comprennent des intérêts capitalisés de 235 \$ (622 \$ en 2013).

21. GOODWILL

Le tableau suivant présente l'attribution du goodwill à chacune des unités génératrices de trésorerie :

	Au 31 décembre 2014	Au 31 décembre 2013
St-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 2014 et 2013, 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 financiers 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 avant impôt de 5,54 % (6,84 % en 2013).

NOTES ANNEXES

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

Les hypothèses utilisées pour établir le montant recouvrable des actifs vont comme suit :

- 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.
- Une unité génératrice de trésorerie correspond à toute 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 2014	Au 31 décembre 2013
Fournisseurs et autres créditeurs	30 058	32 750
Tranche à court terme des retenues de garantie au titre de la construction	6 143	7 129
Intérêts à payer	7 019	6 548
Taxes à la consommation	2 387	1 831
	<u>45 607</u>	<u>48 258</u>

NOTES ANNEXES

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

23. DETTE À LONG TERME

	Au 31 décembre 2014	Au 31 décembre 2013
Facilité à terme de crédit rotatif a)		
Avances au taux préférentiel renouvelables jusqu'en 2019 (taux de 3,85 %, 3,60 % en 2013)	20	20
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en 2019 (taux de 3,06 %, 2,57 % en 2013)	321 880	170 480
Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US, renouvelables jusqu'en 2019 (taux de 2,04 %, 1,54 % en 2013)	16 125	14 784
Emprunts à terme		
Centrales en exploitation de Harrison, emprunts à terme ne portant pas intérêt, consentis par des partenaires, échéant en avril 2015 b)	1 750	—
Hydro-Windsor, emprunt à terme, taux fixe de 8,25 %, échéant en 2016 c)	2 145	3 186
Fitzsimmons Creek, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2016 (taux de 2,42 %, 2,37 % en 2013) d)	21 430	21 791
Magpie, crédit-relais, taux fixe de 2,33 %, échéant en 2017 e)	850	1 156
Magpie, débenture, taux fixe de 5,30 %, échéant en 2017 e)	1 094	1 399
Montagne-Sèche, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2021 (taux de 3,05 %, 3,72 % en 2013) f)	27 485	28 803
Rutherford Creek, emprunt à terme, taux fixe de 6,88 %, échéant en 2024 g)	42 677	45 757
Magpie, débenture convertible, taux fixe de 6,16 %, convertible en 2025 e)	5 262	5 497
Ashlu Creek, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2025 (taux de 2,96 %, 2,81 % en 2013) h)	96 695	98 822
Sainte-Marguerite, emprunt à terme, taux fixe de 3,30 %, échéant en 2025 i)	35 899	—
L'Anse-à-Valleau, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2026 (taux de 2,50 %, 2,32 % en 2013) j)	38 716	41 188
Carleton, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2027 (taux de 3,46 %, 3,28 % en 2013) k)	48 997	51 712
Stardale, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2030 (taux de 3,55 %, 3,47 % en 2013) l)	101 643	106 220
Magpie, emprunt à terme, taux fixe de 4,37 %, échéant en 2031 e)	54 452	56 566
Kwoiek Creek, prêt à la construction, taux fixe de 5,08 %, échéant en 2052 m)	168 500	168 500
Northwest Stave River, prêt à la construction, taux fixe de 5,30 %, échéant en 2053 n)	71 972	71 972
Kwoiek Creek, taux fixe de 10,07 %, échéant en 2054 m)	3 662	3 662
Tretheway, prêt à la construction, taux fixe de 4,99 % o)	92 916	—
Sainte-Marguerite, débenture, taux fixe de 8,00 %, échéant en 2064 i)	42 401	—
Autres emprunts dont les échéances et les taux d'intérêt diffèrent	136	116
Obligations		
Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à rendement réel échéant en 2049 (taux de 3,95 %, 3,97 % en 2013) p), s)	225 014	223 049
Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à taux fixe de 6,61 % échéant en 2049 q), s)	209 485	211 681
Centrales en exploitation de Harrison, obligation subordonnée à rendement réel échéant en 2049 (taux de 5,02 %, 5,04 % en 2013) r), s)	27 820	27 031
	1 659 026	1 353 392
Frais de financement différés	(14 427)	(13 025)
	1 644 599	1 340 367
Tranche à court terme de la dette à long terme	(33 799)	(26 649)
Tranche à long terme	1 610 800	1 313 718

NOTES ANNEXES

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

a) Facilité à terme de crédit rotatif

Le 6 novembre 2014, la Société a signé une entente de modification afin de proroger de 2018 à 2019 sa facilité à terme de crédit renouvelable en plus d'augmenter temporairement sa capacité d'emprunt de 50 000 \$, jusqu'au 30 juin 2015, la faisant passer de 425 000 \$ à 475 000 \$. Ces modifications permettront une plus grande souplesse financière d'ici à ce que la Société conclue les quatre financements de projets qui restent à mettre en place.

Au 31 décembre 2014, des avances au taux des acceptations bancaires et des avances au taux préférentiel totalisant 321 900 \$ ainsi qu'une avance au taux LIBOR de 16 125 \$ (13 900 \$ US) ont été consenties en vertu de cette facilité. Un montant de 31 145 \$ a été utilisé pour fournir des lettres de crédit. Par conséquent, la tranche inutilisée et disponible de la facilité s'élève à 105 830 \$. La valeur comptable des actifs de la Société et des filiales qui ont été donnés en garantie en vertu de cette facilité totalise environ 803 300 \$.

b) Centrales en exploitation de Harrison, emprunts à terme

Le 21 avril 2014, les partenaires de la Société dans le projet de Harrison ont prêté de l'argent aux centrales en exploitation de Harrison. Les emprunts ne portent pas intérêt. Les emprunts que les partenaires ont consentis aux centrales en exploitation de Harrison s'élèvent à 1 750 \$.

c) Hydro-Windsor

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 20 ans, à compter de décembre 1996, amorti sur une période de 20 ans et venant à échéance en décembre 2016. L'emprunt est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 105 \$. Les remboursements de capital pour 2015 s'établissent à 1 078 \$. Cet emprunt est garanti par les actifs d'Hydro-Windsor, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 10 400 \$.

d) Fitzsimmons Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 30 ans à compter de décembre 2011. 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 295 \$ pour 2015.

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 2014, un montant de 150 \$ a été utilisé pour fournir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par les actifs de Fitzsimmons Creek Hydro L.P., d'une valeur comptable d'environ 25 600 \$.

e) Magpie

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris un crédit-relais de 1 188 \$ portant intérêt à 6,06 %, remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 27 \$ et arrivant à échéance le 1^{er} août 2017. Ce crédit-relais a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 1 281 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 2,33 %.

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris une débenture de 2 000 \$ ne portant pas intérêt, remboursable au moyen de versements annuels de 400 \$ et arrivant à échéance le 31 décembre 2017. La débenture a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 1 778 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 5,30 %.

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris une débenture convertible de 3 000 \$ portant intérêt à un taux de 15,50 % et arrivant à échéance en 2025. La débenture convertible a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 5 545 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 6,16 %. La débenture convertible donne le droit à la municipalité de détenir une participation de 30 % dans la centrale à la suite de la conversion de la débenture qui aura lieu au plus tard le 1^{er} janvier 2025. La conversion anticipée est laissée à la discrétion de la Société.

Dans le cadre de l'acquisition de Magpie, la Société a repris un emprunt à terme de 49 251 \$ portant intérêt à un taux de 6,36 %, remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 379 \$ et arrivant à échéance le 1^{er} décembre 2031. Cet emprunt à terme a été comptabilisé à sa juste valeur de marché de 57 420 \$ au moment de l'acquisition de Magpie, pour un taux d'intérêt effectif de 4,37 %.

NOTES ANNEXES

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

Ces emprunts sont remboursables en versements mensuels. Les remboursements de capital relatifs à l'emprunt à terme varient et s'établissent à 1 593 \$ pour 2015; les remboursements de capital relatifs au crédit-relais s'établissent à 288 \$ pour 2015. Le crédit-relais et l'emprunt à terme sont garantis par les actifs de Société en commandite Magpie, d'une valeur comptable d'environ 103 800 \$.

f) Montagne-Sèche

En mai 2014, la Société a renégocié l'emprunt afin de repousser l'échéance à juin 2021. Au 31 décembre 2014, les emprunts portaient intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 1 422 \$ pour 2015.

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 2014, 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 39 000 \$.

g) 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. Cette dette est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 511 \$. Les remboursements de capital s'établissent à 3 299 \$ pour 2015. L'emprunt est garanti par les actifs de Rutherford Creek Power Limited Partnership, d'une valeur comptable d'environ 86 000 \$.

h) 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 2 506 \$ pour 2015.

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 2014, un montant de 1 595 \$ a été utilisé pour fournir une lettre de crédit. L'emprunt est garanti par les actifs de l'installation hydroélectrique d'Ashlu Creek, d'une valeur comptable d'environ 172 400 \$.

i) Sainte-Marguerite

Dans le cadre de l'acquisition de Sainte-Marguerite, la Société a repris un emprunt à terme de 30 796 \$ portant intérêt à un taux de 7,40 %, 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 s'établissent à 2 308 \$ pour 2015. 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 140 500 \$.

Parallèlement à l'acquisition de la centrale Sainte-Marguerite, une débenture a été émise par Sainte-Marguerite S.E.C. au Régime de rentes du Mouvement Desjardins pour un produit total de 40 901 \$. En décembre 2014, un montant additionnel de 1 500 \$ a été souscrit au titre de la débenture émise par Sainte-Marguerite 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.

j) 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 2 625 \$ pour 2015.

NOTES ANNEXES

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

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité de crédit de 1 200 \$ afin de fournir des lettres de crédit. Au 31 décembre 2014, 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 60 700 \$.

k) Carleton

Le 26 juin 2013, la Société a obtenu un emprunt à terme sans recours de 52 800 \$ afin de refinancer la tranche de sa participation dans le parc éolien Carleton. L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 14 ans, amorti sur une période de 14 ans à compter du 26 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 3 176 \$ pour 2015.

Cette dette est garantie par la totalité des actifs d'Innergex CAR, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 77 900 \$.

l) Stardale

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18 ans, à compter de septembre 2012, amorti sur une période de 18 ans. L'emprunt à terme est remboursable en versements trimestriels. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 4 781 \$ pour 2015. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable.

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 2014, un montant de 5 600 \$ a 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 120 800 \$.

m) Kwoiek Creek

Le prêt de construction à terme de 168 500 \$ porte intérêt à un taux fixe de 5,08 %; il a été converti en un emprunt à terme en février 2015 et le capital sera amorti sur une période de 36 ans venant à échéance en 2052. Cet emprunt est garanti par les actifs de Kwoiek Creek Resources, L.P., d'une valeur comptable d'environ 182 700 \$.

Le partenaire de la Société dans le projet Kwoiek Creek a consenti un prêt à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership. Selon les ententes liées au projet, chaque partenaire peut participer au financement du projet. Les prêts portent intérêt à un taux de 10,07 %. Le prêt mis à la disposition de Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership par le partenaire s'élève à 3 662 \$. Le prêt que la Société a consenti à Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership, et qui a été éliminé lors du processus de consolidation des états financiers, s'élevait à 56 732 \$ au 31 décembre 2014.

n) Northwest Stave River

Le 23 mai 2013, la Société a conclu un financement de projet sans recours de 71 972 \$ pour un prêt de construction et un emprunt à terme visant le projet hydroélectrique Northwest Stave River. Le prêt de construction porte intérêt à un taux fixe de 5,30 %; il a été converti en un emprunt à terme en février 2015 et le capital sera amorti sur une période de 35 ans venant à échéance en 2053. L'emprunt est garanti par les actifs de Northwest Stave River L.P., d'une valeur comptable d'environ 87 800 \$.

o) Tretheway

Le 30 septembre 2014, la Société a conclu un financement de projet sans recours pour un prêt de construction et un emprunt à terme de 92 916 \$ visant le projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau Tretheway Creek. Le prêt de construction porte intérêt à un taux fixe de 4,99 %; il sera converti en un emprunt à terme de 40 ans lors de la mise en service du projet et le capital sera amorti sur une période de 35 ans à compter de la sixième année. Au 31 décembre 2014, un montant de 92 916 \$ avait été prélevé sur ce prêt. Cet emprunt est garanti par les actifs de Tretheway L.P., d'une valeur comptable d'environ 133 300 \$.

NOTES ANNEXES

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

p) Centrales en exploitation de Harrison – Obligation prioritaire à rendement réel

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 5 790 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (6 527 \$ après l'ajustement selon l'IPC en 2014). En décembre 2031, les paiements diminueront à 4 481 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2015, les remboursements de capital s'établissent à 5 527 \$. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

q) Centrales en exploitation de Harrison – Obligation prioritaire à taux fixe

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 8 072 \$. En septembre 2031, les paiements diminueront à 6 724 \$ jusqu'à l'échéance de l'obligation. Pour 2015, les remboursements de capital s'établissent à 3 103 \$. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

r) Centrales en exploitation de Harrison – Obligation subordonnée à rendement réel

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 291 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC (328 \$ après l'ajustement selon l'IPC en 2014).

En juin 2017, les paiements augmenteront à 389 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'obligation. Le remboursement du principal ne commence pas avant juin 2017. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

s) Ensemble des 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 671 800 \$.

	Obligation prioritaire à rendement réel	Obligation prioritaire à taux fixe	Obligation subordonnée à rendement réel	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2014	223 049	211 681	27 031	461 761
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5 991	—	708	6 699
Remboursement du capital	(5 342)	(2 937)	—	(8 279)
Amortissement de la réévaluation	1 316	741	81	2 138
Solde au 31 décembre 2014	225 014	209 485	27 820	462 319

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.

NOTES ANNEXES

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

Remboursements de capital

Les remboursements de capital prévus au cours des prochains exercices, excluant les réévaluations, sont les suivants :

	Remboursements de capital	Amortissement de la réévaluation	Dette à long terme
2015	34 170	(371)	33 799
2016	52 974	(490)	52 484
2017	35 682	(594)	35 088
2018	37 624	(686)	36 938
2019	375 797	(787)	375 010
Par la suite	1 167 643	(41 936)	1 125 707
	1 703 890	(44 864)	1 659 026

24. AUTRES PASSIFS

Les autres passifs, qui comprennent les montants présentés dans les passifs courants, se composent des contreparties conditionnelles et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et des intérêts payables au titre de la débeture de SM-1 S.E.C. relatives aux installations de la Société.

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débeture de SM-1 S.E.C.	Total
Au 1^{er} janvier 2014	5 464	5 465	—	10 929
Charge d'intérêts incluse dans les charges financières	—	—	1 766	1 766
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	355	266	—	621
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	—	1 097	—	1 097
Paiement de contreparties conditionnelles	(361)	—	—	(361)
Au 31 décembre 2014	5 458	6 828	1 766	14 052
Tranche à court terme des autres passifs	(244)	—	—	(244)
Tranche à long terme des autres passifs	5 214	6 828	1 766	13 808

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Total
Au 1^{er} janvier 2013	2 775	6 095	8 870
Passif repris dans le cadre de l'acquisition d'une entreprise (note 5.2)	2 428	—	2 428
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	280	266	546
Profit sur les contreparties conditionnelles	(19)	—	(19)
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	—	(896)	(896)
Au 31 décembre 2013	5 464	5 465	10 929
Tranche à court terme des autres passifs	(362)	—	(362)
Tranche à long terme des autres passifs	5 102	5 465	10 567

NOTES ANNEXES

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

a) Contreparties conditionnelles

Une acquisition 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 au quarantième anniversaire du début de l'exploitation commerciale du dernier projet en cours de développement (ou le 4 avril 2061 si cette date est antérieure). 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 ne peut être supérieur à la valeur actualisée de 35 000 \$ à la date d'acquisition.

Dans le cadre d'une autre acquisition, la Société a accepté de verser une contrepartie conditionnelle basée sur les événements futurs, pour une période de trois ans à compter du 20 avril 2011. En 2014, aucune contrepartie conditionnelle n'a dû être versée dans le cadre de cette acquisition.

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'échéance 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 échéance 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
2036	1 542
2037	6 243
	15 591

Au 31 décembre 2014, les flux de trésorerie ont été actualisés à des taux variant de 3,86 % à 4,39 % (4,81 % à 5,30 % en 2013) pour déterminer les obligations.

c) Intérêts payables au titre de la débenture de SM-1 S.E.C.

Dans le cadre de l'acquisition de la centrale SM-1, Desjardins a souscrit à une débenture émise par SM-1 S.E.C. pour un produit total de 40 901 \$. En décembre 2014, un montant additionnel de 1 500 \$ a été souscrit au titre de la débenture émise par SM-1 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 à long terme.

NOTES ANNEXES

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

25. DÉBENTURES CONVERTIBLES

Les débentures convertibles portent intérêt au taux annuel de 5,75 % et viendront à échéance le 30 avril 2017. L'intérêt est payable semestriellement le 30 avril et le 31 octobre de chaque année. Chaque débenture convertible est convertible en actions ordinaires de la Société, au gré du porteur, à tout moment avant la date la plus rapprochée entre le 30 avril 2017 et la date de remboursement fixée par la Société. Le prix de conversion est de 10,65 \$ par action ordinaire (le « prix de conversion »), soit un taux de conversion d'environ 93,8967 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 \$ de débentures convertibles. Les porteurs qui convertissent leurs débentures convertibles recevront l'intérêt couru et impayé sur celles-ci pour la période allant de la dernière date de paiement de l'intérêt sur leurs débentures convertibles à la date de conversion.

Depuis le 30 avril 2013, mais avant le 30 avril 2015, la Société peut racheter les débentures convertibles. Un tel rachat ne sera effectué que si le cours des actions ordinaires en vigueur à la Bourse de Toronto n'est pas inférieur à 125 % du prix de conversion. À compter du 30 avril 2015, mais avant le 30 avril 2017, les débentures convertibles pourront être rachetées, au gré de la Société, à un prix égal à leur montant en capital. Sous réserve de l'approbation réglementaire requise, la Société peut à son gré décider de remplir son obligation de payer le capital des débentures convertibles au rachat ou à l'échéance, en totalité ou en partie, au moyen de l'émission sur préavis d'un certain nombre d'actions ordinaires librement négociables. Ce nombre est obtenu en divisant le capital des débentures convertibles par 95 % du cours en vigueur. Les intérêts courus et à payer, s'il y a lieu, seront versés au comptant.

Les débentures 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.

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Composante passif des débentures convertibles, au taux fixe de 5,75 % (taux effectif de 6,09 %), venant à échéance le 30 avril 2017, d'une valeur nominale de 80 500 \$	80 018	79 831
Composante capitaux propres des débentures convertibles	1 340	1 340

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.

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

Les 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 ne soit versé aux actionnaires, ont été adoptées le 14 mai 2013. 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 \$. Pour la période initiale de cinq ans se clôturant le 15 janvier 2016, mais excluant cette date (la « période à taux fixe initiale »), les porteurs d'actions privilégiées de série A auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en espèces cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. 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 1,25 \$ 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 espèces 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 espèces 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 \$.

La Société ne pourra racheter les actions privilégiées de série A et les actions privilégiées de série B avant le 15 janvier 2016.

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 espèces 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 de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs.

d) Paiement fondé sur des actions

Régimes d'options sur actions et d'attribution d'actions liées au rendement

La Société a un régime d'options sur actions et un régime d'attribution d'actions liées au rendement. 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 et les actions liées au rendement sont évaluées à la juste valeur des instruments de capitaux propres à la date d'attribution.

NOTES ANNEXES

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

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.

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 fonction 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 dix 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.

	31 décembre 2014		31 décembre 2013	
	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
En cours au début de l'exercice	3 073	9,95	2 736	10,08
Attribuées au cours de l'exercice	397	10,96	397	9,13
Exercées au cours de l'exercice	—	—	—	—
Annulées au cours de l'exercice	—	—	(60)	10,15
En cours à la fin de l'exercice	3 470	10,07	3 073	9,95
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	2 252	10,08	1 728	10,22

Les options suivantes étaient en cours et pouvaient être exercées au 31 décembre 2014 :

Année d'attribution	Nombre d'options en circulation (en milliers)	Prix d'exercice (\$)	Nombre d'options pouvant être exercées (en milliers)	Année d'échéance
2007	846	11,00	846	2017
2011	770	9,88	578	2018
2012	397	10,70	198	2019
2010	663	8,75	531	2020
2013	397	9,13	99	2020
2014	397	10,96	—	2021
	3 470		2 252	

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 paiements fondés sur des actions, dans les capitaux propres de la Société, pour tenir compte des options attribuées. Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur des options attribuées aux bénéficiaires au cours de l'exercice :

NOTES ANNEXES

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

	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Taux d'intérêt sans risque	1,52 %	2,04 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,60 \$	0,58 \$
Durée prévue des options	6 ans	6 ans
Volatilité attendue	15,84 %	17,85 %
Juste valeur des options attribuées	0,57 \$	0,53 \$

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 cours 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 (« RRD »)

La Société a mis en place un RRD à l'intention de ses actionnaires. Le 13 mai 2014, la Société a choisi d'accorder un escompte de 2,5 % sur le prix d'achat des actions émises à l'intention des actionnaires participant au RRD. 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.

27. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(Perte) profit de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes	Réserve nette au titre de la conversion de devises	Risque de taux d'intérêt relatif à la couverture de flux de trésorerie	Total
Solde au début de l'exercice 2014	(148)	392	244	—	244
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	642	—	642	—	642
(Perte) profit de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	(648)	(648)	(395)	(1 043)
Montant reclassé en résultat en tant qu'ajustement de reclassement	—	—	—	52	52
Impôt différé connexe	(85)	85	—	90	90
Solde à la fin de l'exercice 2014	409	(171)	238	(253)	(15)

NOTES ANNEXES

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

	Profit (perte) de change à la conversion de filiales étrangères autonomes	(Perte) profit de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans des filiales étrangères autonomes	Total
Solde au début de l'exercice 2013	(458)	699	241
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	356	—	356
Profit (perte) de couverture de la période de présentation de l'information financière	—	(352)	(352)
Impôt différé connexe	(46)	45	(1)
Solde à la fin de l'exercice 2013	(148)	392	244

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	
	2014	2013
Débiteurs et actifs d'impôt exigible	(15 463)	31 951
Charges payées d'avance et autres	(183)	(318)
Fournisseurs, autres créiteurs et passifs d'impôt	2 428	(1 350)
	(13 218)	30 283

b) Renseignements supplémentaires

	Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés de 4 238 \$ [13 268 \$ en 2013])	78 712	73 009
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	25 919	(6 532)
Frais de développement impayés	(6 812)	10 245
Immobilisations incorporelles impayées	—	(27)
Frais d'émission d'actions privilégiées impayés	—	(353)
Prêts consentis à des parties liées	(6 798)	(23 444)
Variation des taux d'actualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 097	(896)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(10 191)	(18 075)
Acquisition d'actifs pour un projet en cours de développement en échange de l'augmentation d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	(2 300)	—

NOTES ANNEXES

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

29. FILIALES

29.1 Informations générales sur les filiales

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales significatives 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 2014	31 décembre 2013
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	50,01 %	50,01 %
Creek Power Inc. et ses filiales	Concevoir, construire, posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	66,67 %	66,67 %
Kwoiek Creek Resources L.P. ¹	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,00 %	50,00 %
Ashlu Creek Investments, L.P.	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	100,00 %	100,00 %
Innergex S.E.C.	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Québec	100,00 %	100,00 %
Innergex GM, S.E.C.	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100,00 %	100,00 %
Innergex Sainte-Marguerite S.E.C.	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Québec	50,01 %	—
Tretheway Creek Power L.P.	Construire, posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	100,00 %	100,00 %
Stardale Solar L.P.	Posséder et exploiter une installation solaire	Ontario	100,00 %	100,00 %

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans Kwoiek Creek Resources, L.P.

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 2014	31 décembre 2013
Posséder ou exploiter des centrales hydroélectriques	Québec	9	7
	Ontario	4	4
	Colombie-Britannique	22	21
	États-Unis	1	1
		36	33
Posséder ou exploiter des parcs éoliens	Québec	10	10
Posséder ou exploiter une installation solaire	Ontario	2	2
Concevoir ou construire des installations hydroélectriques	Colombie-Britannique	8	12
	Québec	2	—
		10	12
Gestion et autres	Québec	6	9
	Ontario	4	3
	Colombie-Britannique	10	8
	États-Unis	2	2
	Nouvelle-Écosse	2	2
		24	24
		82	81

NOTES ANNEXES

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

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		(Perte) bénéfice attribué(e) aux participations ne donnant pas le contrôle pour les exercices clos les		Cumul des participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	
		31 décembre 2014	31 décembre 2013	31 décembre 2014	31 décembre 2013	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Colombie-Britannique	49,99 %	49,99 %	(4 177)	(3 450)	76 984	87 959
Creek Power Inc. et ses filiales	Colombie-Britannique	33,33 %	33,33 %	(15 554)	761	(14 796)	758
Kwoiek Creek Resources, L.P. ¹	Colombie-Britannique	50,00 %	50,00 %	(852)	(6)	(7 986)	(7 134)
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. ¹	Québec	50,00 %	—	(7 559)	—	(5 259)	—
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C. ²	Québec	49,99 %	—	(1 381)	—	(1 376)	—
Autres	Divers	Divers	Divers	(2)	(44)	(156)	(154)
				(29 525)	(2 739)	47 411	81 429

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans la filiale.

2. Période de 195 jours.

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 2014	Au 31 décembre 2013
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	31 079	30 143
Actifs non courants	646 421	662 749
Passifs courants	19 582	13 925
Passifs non courants	462 609	460 511
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	118 325	130 497
Participations ne donnant pas le contrôle	76 984	87 959

	Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	49 671	47 196
Charges	59 215	55 397
Perte nette et résultat global	(9 544)	(8 201)
Perte nette et résultat global attribuables aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(5 367)	(4 751)
Participations ne donnant pas le contrôle	(4 177)	(3 450)
	(9 544)	(8 201)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	6 798	23 444
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités d'exploitation	12 799	13 908
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités de financement	(4 779)	(7 877)
Entrées (sorties) nettes de trésorerie liées aux activités d'investissement	1 534	(9 751)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	9 554	(3 720)

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 2014	Au 31 décembre 2013
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	8 707	6 593
Actifs non courants	218 832	67 349
Passifs courants	78 882	13 547
Passifs non courants	204 384	69 534
Déficit attribuable aux propriétaires	(40 931)	(9 897)
Participation ne donnant pas le contrôle (déficit)	(14 796)	758

	Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	3 053	2 346
Charges	49 641	15
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(46 588)	2 331
(Perte nette) bénéfice net et résultat global attribuables aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(31 034)	1 570
Participation ne donnant pas le contrôle	(15 554)	761
	(46 588)	2 331
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
(Sorties) entrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	(969)	731
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	122 986	19 485
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(116 624)	(20 661)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	5 393	(445)

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 2014	Au 31 décembre 2013
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	28 098	34 019
Actifs non courants	177 749	177 928
Passifs courants	8 362	23 694
Passifs non courants	213 399	202 901
Déficit attribuable aux propriétaires	(7 928)	(7 514)
Déficit attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle	(7 986)	(7 134)

	Exercices clos les 31 décembre	
	2014	2013
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	17 969	7
Charges	19 235	—
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(1 266)	7
(Perte nette) bénéfice net et résultat global attribuables aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(414)	13
Participation ne donnant pas le contrôle	(852)	(6)
	(1 266)	7
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Entrées (sorties) nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation	2 255	(4 499)
(Sorties) entrées nettes de trésorerie liées aux activités de financement	(98)	3 391
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(2 986)	(3 012)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(829)	(4 120)

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.

Le partenaire Mi'gmaq a investi un montant de 2 300 \$ dans des parts privilégiées de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. Cet investissement est reflété dans le compte des participations ne donnant pas le contrôle.

Au 31 décembre 2014	
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	4 907
Actifs non courants	11 807
Passifs courants	21 688
Passifs non courants	1 140
Déficit attribuable aux propriétaires	(855)
Déficit attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle	(5 259)

Période de 285 jours close le 31 décembre 2014	
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global	
Produits	—
Charges	17 064
Perte nette et résultat global	(17 064)
Perte nette et résultat global attribuables aux :	
Propriétaires de la société mère	(9 505)
Participation ne donnant pas le contrôle	(7 559)
	(17 064)
Sommaire du tableau des flux de trésorerie	
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités d'exploitation	278
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	7 451
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(4 708)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	3 021

NOTES ANNEXES

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

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

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

Au 31 décembre 2014	
Sommaire de l'état de la situation financière	
Actifs courants	2 286
Actifs non courants	138 217
Passifs courants	6 283
Passifs non courants	120 485
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	15 111
Déficit attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle	(1 376)

Période de 195 jours close le 31 décembre 2014	
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global	
Produits	4 821
Charges	7 584
Perte nette et résultat global	(2 763)
Perte nette et résultat global attribuables aux :	
Propriétaires de la société mère	(1 382)
Participation ne donnant pas le contrôle	(1 381)
	(2 763)
Sommaire du tableau des flux de trésorerie	
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'exploitation	(233)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	43 366
Sorties nettes de trésorerie affectées aux activités d'investissement	(42 260)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	873

29.3 Soutien financier à une entité structurée

Kwoiek Creek Resources L.P.

En se fondant sur les accords contractuels conclus entre la Société et l'autre partenaire, la Société est arrivée à la conclusion qu'elle contrôle Kwoiek Creek Resources L.P.

La Société est responsable du financement d'environ 20 % des coûts en capital et a prêté ce montant à Kwoiek Creek Resources L.P. ou a investi dans des parts privilégiées de cette entité.

La participation de Kwoiek Creek Resources Inc., l'autre partenaire, peut atteindre un montant maximal de 3 662 \$ sous forme de dette subordonnée.

La Société a investi un montant total de 56 732 \$ dans des parts privilégiées de Kwoiek Creek Resources L.P. Cet investissement fournit à la Société des produits sous forme de distributions privilégiées.

Les intérêts ou les distributions sur le total de la dette subordonnée et des parts privilégiées seront par la suite 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.

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.

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

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

La Société a investi un montant total de 8 650 \$ en parts privilégiées de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. Cet investissement fournit à la Société des produits sous forme de distributions privilégiées. Au cours du deuxième trimestre de l'exercice 2014, le partenaire Mi'gmaq a aussi investi un montant de 2 300 \$ dans des parts privilégiées de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

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

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 2014	31 décembre 2013
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 %	38 % à 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.

31. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

Au cours de l'exercice 2013, des prêts ont été consentis au projet Viger-Denonville, jusqu'à ce que le financement relatif à ce projet ait été obtenu ou prélevé. Ces prêts portaient intérêt au même taux que celui que la Société a payé à ses prêteurs relativement à la facilité de crédit rotatif, majoré d'une marge. Ces prêts ont été remboursés avant la fin de l'exercice 2013.

NOTES ANNEXES

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

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. Ces estimations étant subjectives de nature, elles peuvent rarement être établies avec précision.

Au 31 décembre 2014, 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 2014, 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.

En ce qui concerne les dettes à long terme à taux variable, leur valeur comptable est inférieure d'environ 64 782 \$ à leur juste valeur estimative selon la courbe des taux de swap au 31 décembre 2014, majorée d'une prime de risque variant de 0,44 % à 3,74 %, pour un total variant de 0,88 % à 4,85 %. Pour les dettes à taux fixe, les obligations et les débentures, leur valeur comptable est inférieure d'environ 78 263 \$ à leur juste valeur de marché estimative selon la courbe des taux de swap au 31 décembre 2014, majorée d'une prime de risque variant de 0,44 % à 4,85 %, pour un total variant de 1,81 % à 6,83 %.

b) Risque de taux d'intérêt

La Société a conclu des ententes de couverture pour atténuer le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme. La Société a conclu de nouveaux contrats à terme sur obligations d'une valeur nominale de 535 000 \$ qui viendront à échéance en 2015 à un taux moyen pondéré de 3,09 %, afin de gérer les risques relatifs aux projets Upper Lillooet River, Boulder, Mesgi'g Ugju's'n et Big Silver.

La Société a conclu de nouveaux swaps de taux d'intérêt d'une valeur nominale de 40 000 \$ qui viendront à échéance en 2024 à un taux moyen pondéré de 2,31 %, afin de gérer les risques relatifs à sa facilité à terme de crédit rotatif.

Les instruments de couverture du taux d'intérêt et les risques connexes sont décrits en détail à la note 10.

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.

Les instruments financiers dérivés et les risques connexes sont décrits en détail à la note 10.

Les débiteurs de la Société 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 du taux d'intérêt. Ces options ne peuvent être exercées qu'à la date d'échéance du prêt sous-jacent. 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 d'intérêts futures, puisqu'une valeur négative d'un swap découlerait d'un environnement où les taux d'intérêt seraient plus faibles que le taux qui est incorporé au swap.

NOTES ANNEXES

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

La Société a un fonds de roulement négatif de 17 387 \$ au 31 décembre 2014 en raison de la valeur négative de 90 544 \$ des contrats à terme sur obligations (fonds de roulement positif de 19 057 \$ en 2013). Les contrats à terme sur obligations devraient être financés à l'obtention des financements de projet de Upper Lillooet, de Boulder, de Big Silver et de Mesgi'g Ugnu's'n. Si nécessaire, la Société peut utiliser sa facilité à terme de crédit rotatif, tel qu'il est décrit à la note 23 a), dont un montant de 105 830 \$ était disponible au 31 décembre 2014 (209 367 \$ en 2013). 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 suffisamment couvert 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	16 882	—	
Fournisseurs et autres créditeurs	36 474	9 133	
Passifs d'impôt exigible	295	1 113	
Tranche à court terme des instruments financiers dérivés	93 894	10 201	
Tranche à court terme de la dette à long terme	7 569	26 230	
Tranche à court terme des autres passifs	—	244	
Retenues de garantie au titre de la construction			10 818
Instruments financiers dérivés			30 287
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme			25 270
Dette à long terme			499 519
Autres passifs			905
Composante passif des débentures convertibles			80 018
Total	155 114	46 921	646 817

Les échéances sont déterminées en fonction des périodes prévues pour les paiements.

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.

NOTES ANNEXES

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

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 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 19 \$ 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 placement 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 CAÉ, dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à échéance entre 2016 et 2034, Hydro-Québec a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique qui lui est fournie 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 douze mois consécutifs. Toutes les installations de production hydro-électrique, à l'exception de la centrale Magpie, peuvent renouveler leurs CAÉ pour des périodes identiques.

Le total des produits provenant d'Hydro-Québec pour 2014 s'est élevé à 94 668 \$ (86 927 \$ en 2013), ce qui représente 39 % des produits de la Société (44 % en 2013). 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 CAÉ, dont les durées varient de 20 à 40 ans et qui viennent à échéance entre 2016 et 2054, British Columbia Hydro and Power Authority a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique qui lui est fournie par les installations situées dans la province de la Colombie-Britannique.

Le total des produits provenant de British Columbia Hydro and Power Authority s'est élevé à 107 195 \$ en 2014 (72 338 \$ en 2013), ce qui représente 44 % des produits de la Société (36 % en 2013). La Société dépend de 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 CAÉ, dont les durées varient de 20 à 30 ans et qui viennent à échéance entre 2025 et 2032, Hydro One Inc. et ses sociétés affiliées ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique qui leur est fournie par les installations situées en Ontario.

Le total des produits provenant des installations de l'Ontario s'est élevé à 22 366 \$ (22 256 \$ en 2013), ce qui représente 9 % des produits de la Société (11 % en 2013).

NOTES ANNEXES

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

Installation de l'Idaho

Aux termes d'un CAÉ, d'une durée de 35 ans et qui vient à échéance en 2030, Idaho Power Company a convenu d'acheter la totalité de l'électricité qui lui est fournie par Horseshoe Bend Hydroelectric Corporation.

Le total des produits provenant d'Idaho Power Company s'est élevé à 3 398 \$ en 2014 (3 013 \$ en 2013), ce qui représente 1 % des produits de la Société (2 % en 2013).

b) Autres engagements

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 et à l'égard de l'exploitation des parcs éoliens.

Les filiales et/ou coentreprises se sont également engagées en vertu d'options visant des contrats de location à l'égard de projets en cours de développement.

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

Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. a conclu divers contrats à l'égard de la construction d'une centrale hydroélectrique.

Installation d'Ashlu Creek

Aux termes d'un accord conclu avec Ashlu Creek Investments, Limited Partnership, une Première Nation est en droit de recevoir des redevances établies en fonction des produits tirés du projet Ashlu Creek, depuis le début de l'exploitation. Une Première Nation a également droit à une quote-part différentielle des produits bruts qui dépassent le seuil annuel des produits bruts fixé dans l'accord. Cet accord prévoit également que les actifs du projet Ashlu Creek seront cédés à une Première Nation pour un prix symbolique après 40 années d'exploitation commerciale.

Installation de Big Silver Creek

Big Silver Creek Power L.P. a conclu plusieurs contrats pour la construction d'une centrale hydroélectrique.

Installation de Boulder Creek

Boulder Creek LP a conclu plusieurs contrats pour la construction d'une centrale hydroélectrique.

Installations de Brown Miller

Brown Miller Power L.P. a plusieurs ententes de redevances établies en fonction d'un pourcentage des produits bruts ou de la production.

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 qui est 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 au soixantième anniversaire de la date de début d'exploitation commerciale, sans contrepartie financière.

Harrison Hydro L.P. a conclu un accord avec des Premières Nations aux termes duquel elle doit leur verser une redevance annuelle fondée sur un pourcentage des produits bruts suivant la date du début de l'exploitation commerciale des installations. Ce pourcentage augmentera tous les 20 ans pendant les 60 ans que durera le projet. Une redevance additionnelle devra être payée si le prix moyen par mégawattheure est supérieur au montant convenu.

Installation de Kwoiek Creek

Contrats visant la construction

Kwoiek Creek Resources L.P. a conclu plusieurs contrats pour la construction d'une centrale hydroélectrique.

Accord de redevances

Kwoiek Creek Resources L.P. a conclu un accord aux termes duquel elle versera à Kwoiek Creek Resources Inc. une redevance annuelle fondée sur un pourcentage des produits bruts, déduction faite des coûts du projet, pour les 20 premières années suivant la date du début de l'exploitation commerciale du projet Kwoiek Creek, ainsi qu'une redevance majorée pendant les 20 années suivantes. Pour les 20 premières années de la phase d'exploitation, la société en commandite ne paiera aucun intérêt sur sa dette subordonnée ni aucune distribution sur les parts privilégiées, qui sont détenues par la Société ou par l'autre commanditaire, sauf si la redevance a été versée.

Entente de partenariat

Quarante ans après le début des activités, la propriété de la Société sera transférée à l'autre commanditaire. Par la suite, la Société recevra une redevance fondée sur un pourcentage des produits bruts, déduction faite des coûts du projet.

Centrale Magpie

La Société en commandite Magpie a plusieurs ententes de redevances établies en fonction des produits bruts ou de la production.

Installation de North West Stave

North West Stave River Hydro LP a conclu une entente en vertu de laquelle elle doit verser à une Première Nation une redevance annuelle fondée sur un pourcentage des produits bruts à compter de la date du début de l'exploitation commerciale du projet North West Stave. Ce pourcentage augmentera tous les 20 ans pendant les 60 premières années. Une redevance additionnelle devra être payée si le prix moyen par mégawattheure est supérieur au montant convenu.

Installation de Rutherford Creek

Rutherford L.P. a convenu de verser un certain montant aux anciens propriétaires après l'expiration du CAÉ de Rutherford Creek. 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 douze 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, s'accumulera annuellement et sera versé trimestriellement au cours de l'année suivante. 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 de 45 757 \$ décrit à la note 23 g).

NOTES ANNEXES

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

Stardale Solar L.P.

Stardale Solar L.P. a conclu un contrat d'exploitation et d'entretien du parc solaire.

Installation de Tretheway

Tretheway Creek Power L.P. a conclu plusieurs contrats pour la construction d'une centrale hydroélectrique.

Installation d'Upper Lillooet

Upper Lillooet River LP a conclu plusieurs contrats pour la construction d'une centrale hydroélectrique.

Contrats de location simple

La Société s'est engagée en vertu de contrats de location simple à long terme qui arriveront à échéance entre 2018 et 2020.

Sommaire des engagements

Au 31 décembre 2014, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Année du paiement prévu	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
2015	81 628	17 656	11 192	307 508	417 984
2016	98 888	17 666	11 123	231 511	359 188
2017	79 590	15 719	10 297	97 102	202 708
2018	80 035	15 429	10 019	11 162	116 645
2019	111 716	93 229	12 096	229 623	446 664
Par la suite	2 032 113	115 747	102 438	25 891	2 276 189
Total	2 483 970	275 446	157 165	902 797	3 819 378

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 final de ces éventualités n'aura aucune incidence défavorable sur la situation financière de la Société.

NOTES ANNEXES

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

34. INFORMATIONS À FOURNIR CONCERNANT LE CAPITAL

La stratégie de la Société quant 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 installations hydroélectriques, de ses parcs éoliens et de son parc 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 environ 1 200 \$ par année dans une réserve pour travaux d'entretien majeurs afin de financer tout travail d'entretien important des installations hydroélectriques, des parcs éoliens ou du parc 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 2 286 842 \$ 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 emprunts à long terme sans recours.

Le développement et la construction futurs 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 à terme 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, à l'exception de l'installation de Rutherford Creek, qui a fait une distribution à la Société alors qu'elle ne respectait pas l'un de ses ratios financiers. Le montant a par la suite été remboursé et n'a jamais constitué un cas de défaut.

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.

NOTES ANNEXES

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

35. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société détient des participations dans vingt-cinq installations hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, ainsi qu'une installation hydroélectrique aux États-Unis. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les produits générés par l'installation hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 3 398 \$ (3 013 \$ en 2013), soit un apport de 1,4 % aux produits consolidés de la Société (1,5 % en 2013).

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	
		2014	2013
British Columbia Hydro and Power Authority	Production hydroélectrique	107 195	72 338
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	94 668	86 927
		201 863	159 265

Secteurs opérationnels

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

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

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

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

NOTES ANNEXES

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014

Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	171 029	53 971	16 834	—	241 834
Charges :					
Charges d'exploitation	30 828	9 538	1 146	—	41 512
Frais généraux et administratifs	8 205	3 798	159	2 902	15 064
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	5 696	5 696
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres charges, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	131 996	40 635	15 529	(8 598)	179 562
Charges financières					86 537
Autres charges, montant net					7 797
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et perte nette latente sur instruments financiers dérivés					85 228
Amortissement des immobilisations corporelles					53 145
Amortissement des immobilisations incorporelles					20 947
Quote-part de la perte des coentreprises					701
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés					121 685
Perte avant impôt sur le résultat					(111 250)

Au 31 décembre 2014

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

NOTES ANNEXES

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013

Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits	126 932	54 499	16 828	—	198 259
Charges :					
Charges d'exploitation	22 849	9 939	1 159	—	33 947
Frais généraux et administratifs	7 373	2 140	317	1 364	11 194
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	4 202	4 202
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, montant net des autres produits, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	96 710	42 420	15 352	(5 566)	148 916
Charges financières					65 158
Autres produits, montant net					(392)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					84 150
Amortissement des immobilisations corporelles					48 674
Amortissement des immobilisations incorporelles					20 486
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(6 053)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(45 249)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					66 292

Au 31 décembre 2013

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

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 (\$)
24/02/2015	31/03/2015	15/04/2015	0,1550	0,3125	0,359375

b) Conversion du terme de la dette liée au projet Kwoiek Creek

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

c) Conversion du terme de la dette liée au projet Northwest Stave

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

RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

INSCRIPTION BOURSIÈRE

Les titres de la Société sont inscrits à la Bourse de Toronto (« TSX »).

SYMBOLE TSX	
Actions ordinaires	INE
Actions privilégiées de série A	INE.PR.A
Actions privilégiées de série C	INE.PR.C
Débetures convertibles	INE.DB

Innergex énergie renouvelable inc. est une composante des indices boursiers suivants :

- Indice composé S&P/TSX
- Indice de dividendes composé S&P/TSX
- Indice de revenus sur les actions S&P/TSX
- Indice composé à faible volatilité S&P/TSX
- Indice des titres à petite capitalisation S&P/TSX
- Indice des énergies renouvelables et des technologies propres S&P/TSX

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE A (TSX : INE.PR.A)

Innergex énergie renouvelable inc. a actuellement 3,4 millions d'actions privilégiées de série A en circulation ayant une valeur nominale de 25 \$ par action et étant assorties de dividendes privilégiés en espèces, à taux fixe annuel et cumulatif de 1,25 \$ par action, versés trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre. La Société ne pourra racheter les actions privilégiées de série A avant le 15 janvier 2016.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE C (TSX : INE.PR.C)

Innergex énergie renouvelable inc. a actuellement 2,0 millions d'actions privilégiées de série C en circulation ayant une valeur nominale de 25 \$ par action et étant assorties de dividendes privilégiés en espèces, à taux fixe annuel et cumulatif de 1,4375 \$ par action, versés trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre. La Société ne pourra racheter les actions privilégiées de série C avant le 15 janvier 2018.

DÉBENTURES CONVERTIBLES (TSX : INE.DB)

Innergex énergie renouvelable inc. a actuellement des débetures convertibles en circulation correspondant à une valeur nominale totale de 80,5 M\$, qui portent intérêt à un taux annuel de 5,75 % et arriveront à échéance le 30 avril 2017. Chaque débeture convertible est convertible en actions ordinaires de la Société à un prix de 10,65 \$ par action, au gré du porteur, à tout moment avant la date la plus rapprochée entre le 30 avril 2017 et la date de remboursement fixée par la Société. Les débetures convertibles sont subordonnées à l'ensemble de la dette 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
Débetures convertibles	—

AGENT DE TRANSFERT ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

Pour obtenir des renseignements concernant les certificats d'actions, les versements de dividendes, un changement d'adresse ou la prestation électronique des documents des actionnaires (comme les rapports trimestriels et annuels ainsi que la circulaire de la direction), veuillez communiquer avec l'agent de transfert et l'agent chargé de la tenue des registres de la Société :

Services aux investisseurs Computershare inc.

1500, rue University, bureau 700
Montréal (Québec) 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. a mis en place un régime de réinvestissement de dividendes à l'intention des porteurs de ses actions ordinaires qui permet aux porteurs admissibles 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, veuillez visiter le site Web de la Société au www.innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare Canada, l'agent responsable du régime.

Veuillez noter que si vous souhaitez adhérer au RRD, mais que vous 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 l'intention de verser un dividende annuel de 0,62 \$ 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	2014	2013	2012
Premier trimestre	0,15 \$	0,145 \$	0,145 \$
Deuxième trimestre	0,15 \$	0,145 \$	0,145 \$
Troisième trimestre	0,15 \$	0,145 \$	0,145 \$
Quatrième trimestre	0,15 \$	0,145 \$	0,145 \$
	0,60 \$	0,580 \$	0,580 \$

¹ Le 24 février 2015, le conseil d'administration a annoncé une augmentation de 0,02 \$ du dividende annuel que la Société a l'intention de verser aux détenteurs d'actions ordinaires, à 0,62 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement.

PRIX DE L'ACTION : 1^{ER} JANVIER-31 DÉCEMBRE 2014

SOMMET - CREUX SUR 52 SEMAINES : 11,54 \$ - 9,64 \$



ASSEMBLÉE ANNUELLE DES ACTIONNAIRES

L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu : le mercredi 13 mai 2015, à 16 h (HAE) au Hyatt Regency Montréal 1255, rue Jeanne-Mance, Montréal (Québec) H5B 1E5

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 31 mars 2015 sur la page Investisseurs de notre site Web. Des copies papier peuvent être fournies sur demande.

RELATIONS AVEC LES INVESTISSEURS

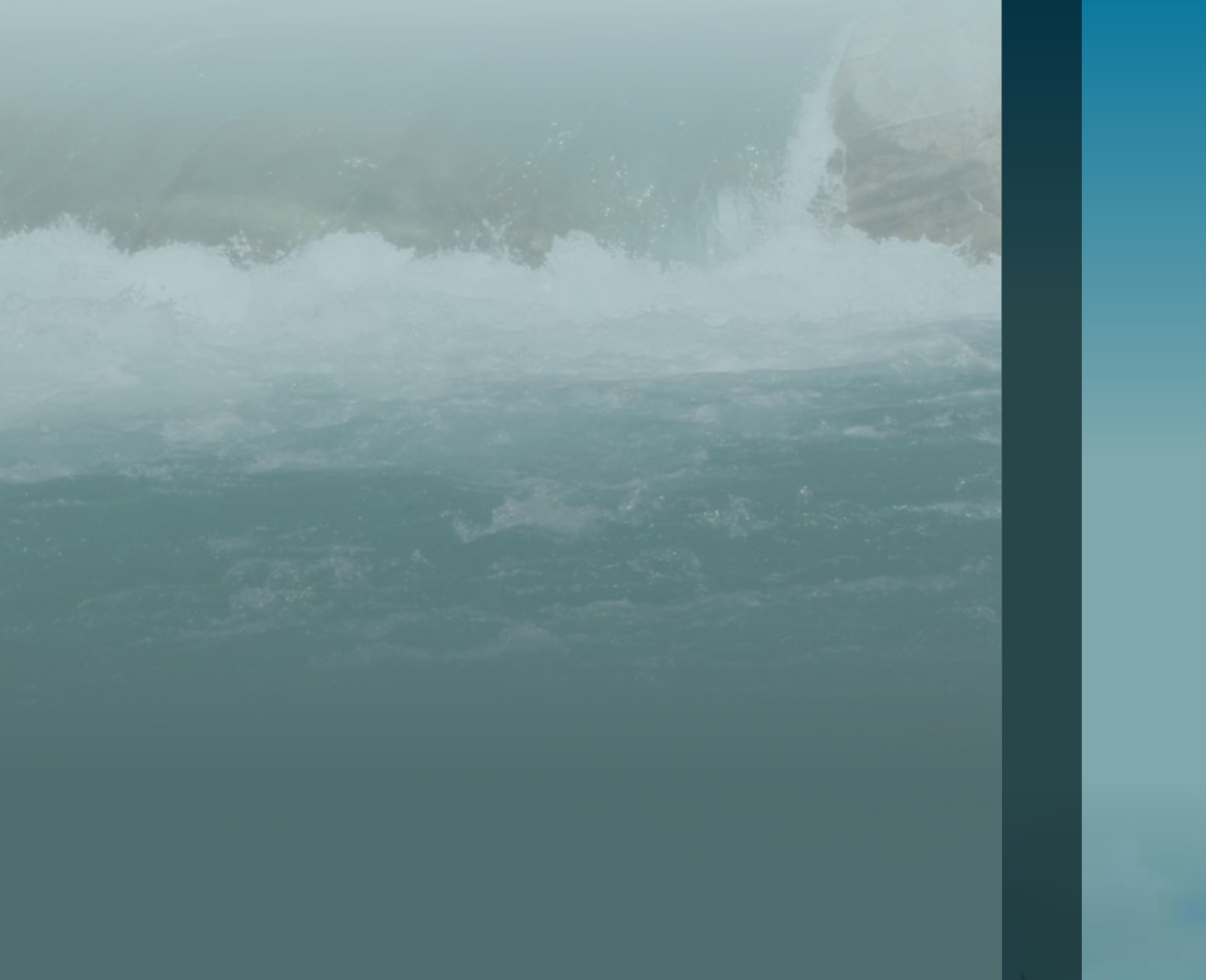
Pour toute demande de renseignements financiers, de mises à jour concernant la Société, de communiqués de presse récents et de présentations, veuillez contacter :

Marie-Josée Privyk, CFA, PAPPD

Directrice - Communications et Développement durable
Tél. : 450 928-2550 poste 222 / mjprivyk@innergex.com

Ou visitez le www.innergex.com

This document is available in English.
For an electronic version, please visit our Website at www.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

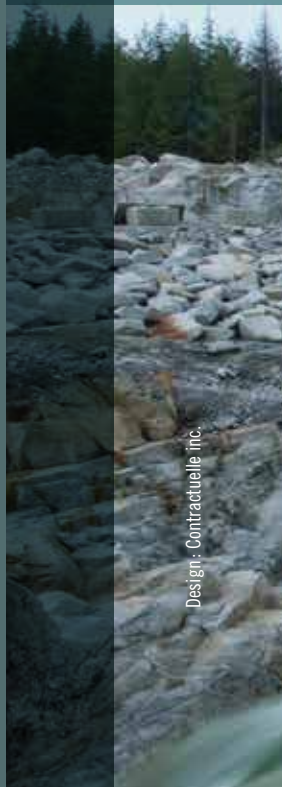
Bureau de Vancouver : 666, rue Burrard - Park Place, bureau 200
Vancouver (Colombie-Britannique) Canada V6C 2X8

www.innergex.com

info@innergex.com

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.



Design : Contractuelle inc.