

EN REVUE

INNERGEX ÉNERGIE RENOUVELABLE INC. REVUE ANNUELLE

INNERGEX

ÉDITION **2012**

L'équilibre engendre la durabilité

Entrevue avec Michel Letellier, président et chef de la direction d'Innergex.

12

Tout commence par les gens

Innergex a fait de l'acceptabilité sociale la pierre angulaire de sa stratégie de développement.

24

Développer. Exploiter. Livrer.

Cartier énergie éolienne complète son programme de développement, créant 590 MW de puissance installée totale en énergie éolienne.

28

Un portefeuille d'actifs bien diversifié

D'est en ouest.

20

INNERGEX

UNE ANNÉE DANS LE MONDE DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Voyage au cœur des énergies vertes

Des centrales hydroélectriques aux parcs éoliens et solaires, découvrez les activités d'Innergex.

4



Un appareil qui vaut son pesant d'économies



Cartier énergie éolienne a inventé un instrument de très haute précision pour inspecter les pales des turbines éoliennes. Le dispositif est plus sécuritaire, plus rapide et plus économique que tout ce qui existe sur le marché.

16



Agir de manière responsable grâce à la conformité, au suivi et à l'amélioration continue

En tant que promoteur et exploitant d'énergies renouvelables responsable, Innergex consacre des ressources considérables au respect d'exigences environnementales très strictes.

30

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 juillet 2012

Entente de partenariat avec la Nation Mi'gmaq du Québec

L'entente entre Innergex et la Mi'gmawei Mawiyomi (la Nation Mi'gmaq du Québec) vise le développement, le financement, la construction et l'exploitation d'un parc éolien d'envergure dans la péninsule gaspésienne, au Québec.



À de nouveaux défis, de nouvelles solutions

Pour répondre à des exigences très strictes en matière de débit d'eau et aux caractéristiques propres au projet hydroélectrique au fil de l'eau Ashlu Creek, Innergex a choisi d'implanter un système de dissipation d'énergie innovateur, conçu pour l'entreprise par ANDRITZ HYDRO.

18

MISE EN GARDE CONCERNANT L'INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les actionnaires et les investisseurs éventuels sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent document peut contenir de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). L'information prospective se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximatif », « potentiel », « pourrait », « devrait », « fera », « pouvoir », « estimer », « anticiper », « planifier », « prévoir », « ne prévoit pas », « est prévu », « budget », « planifier », « perspectives », « a l'intention de » ou « croit » et d'autres termes semblables indiquant que certains événements se produiront. L'information prospective inclut, sans s'y limiter, des déclarations concernant le début ou la terminaison de la construction de tout projet en développement, la clôture de l'acquisition de Magpie ou des autres actifs d'Hydromega. L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que les revenus projetés, les coûts de constructions projetés ou le prix approximatif des acquisitions afin d'informer les investisseurs et les actionnaires de l'impact financier potentiel des acquisitions récemment annoncées ou des résultats escomptés; cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins. Cette information prospective exprime, en date du présent document, les estimations, prévisions, projections, attentes ou opinions d'Innergex à l'égard d'événements ou de résultats futurs. L'information prospective comporte des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs importants 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. Les risques et les incertitudes importants pouvant entraîner un écart considérable entre les résultats et les développements réels et les attentes actuelles indiquées dans le présent document comprennent, sans s'y limiter : la mise en œuvre de la stratégie; les ressources en capital; les instruments financiers dérivés; les régimes hydrologiques, éoliens et solaires; délais et dépassements de coûts dans la construction et la conception des projets; risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; le développement de nouvelles installations; les permis; le rendement des projets; défaillance de l'équipement; taux d'intérêt et risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives; déclaration de dividendes à la discrétion du conseil; obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité; haute direction et employés clés; litiges; défaut d'exécution de principales contreparties; relations avec les intervenants; approvisionnement en matériaux; réglementation et politique; capacité à obtenir les terrains appropriés; dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; dépendance envers les réseaux de transport; redevances d'utilisation d'énergie hydraulique; évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe; barrages sécuritaires; catastrophes naturelles; force majeure; taux de change; limites de l'assurance; la notation peut ne pas refléter le rendement réel de la société; possible responsabilité non divulguée liée aux acquisitions; intégration des centrales et des projets acquis et devant être acquis; défaut d'obtenir les avantages des acquisitions; défaut de conclure l'acquisition de la centrale hydroélectrique Magpie et l'acquisition des centrales hydroélectriques et projets en développement d'Hydromega; infrastructure d'interconnexion et de transport partagée; introduction à l'énergie solaire photovoltaïque des centrales; les produits provenant de la centrale Miller Creek peuvent 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 et valides, il existe un risque que l'information prospective soit incorrecte.

26 juillet 2012

Important nouvel actionnaire

Innergex consolide sa relation à long terme avec la Caisse de dépôt et placement du Québec par un placement privé d'actions ordinaires de 100 millions de dollars.

« Grâce à cette transaction, nous participons à l'essor d'un leader québécois extrêmement bien positionné au sein de l'industrie des énergies renouvelables, un secteur porteur pour l'avenir. »

– Normand Provost, premier vice-président, Placements privés, CDPQ

4 octobre 2012

Inauguration officielle du parc solaire Stardale

Innergex accueille l'honorable Chris Bentley, le ministre de l'Énergie de l'Ontario, et d'autres dignitaires, pour célébrer officiellement la mise en service de son premier parc solaire.



15 octobre 2012

Acquisitions en Colombie-Britannique

Innergex complète l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, ayant une puissance installée totale de 40 MW et une production annuelle moyenne de 150 GWh.

5 décembre 2012

Palmarès Cleantech 10 de Corporate Knights

Pour une deuxième année consécutive, Innergex est nommée parmi les 10 entreprises se retrouvant dans le palmarès Cleantech 10 de Corporate Knights en 2012. Ce palmarès a pour but de saluer l'innovation et les efforts dont font preuve certaines entreprises afin de cheminer vers une économie à la fois verte et productive.



Stabilité et croissance sécuritaire

M. Jean La Couture, président du conseil d'administration, fait le point sur le rôle et les priorités du conseil d'administration d'Innergex.

34

11 décembre 2012

50 millions de dollars de nouveaux capitaux

Innergex rejoint les rangs d'un groupe sélect de sociétés ayant réalisé une émission d'actions privilégiées à taux fixe et elle devient la première société notée P-3 (S&P) à le faire.

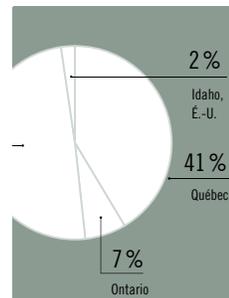


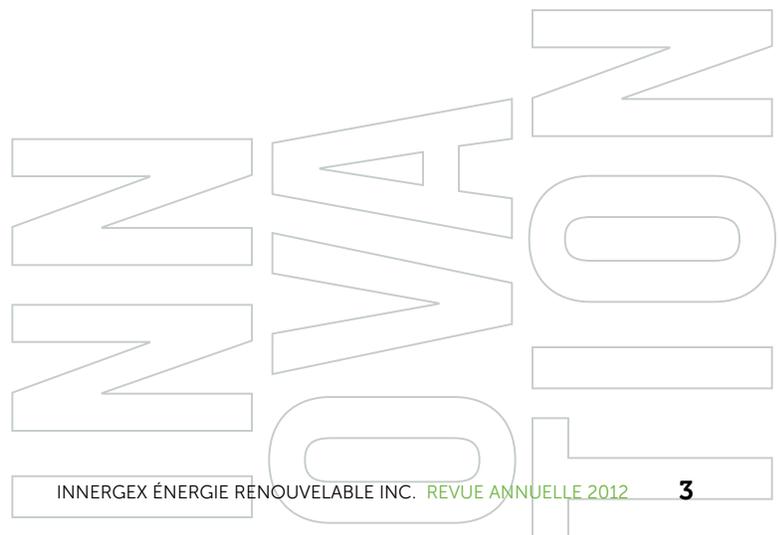
Tableau de bord

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

36

Les lecteurs du présent document sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective. Toute information prospective, qu'elle soit écrite ou verbale, imputable à Innergex ou à une personne qui agit en son nom, est expressément présentée sous réserve de ces avertissements. La déclaration de l'information prospective contenue dans la présente est faite en date de l'émission de ce document 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.

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, et facilitent la comparaison des résultats pour différentes périodes. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue par les IFRS et n'a pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Les références au « BAIIA ajusté » comprises dans le présent document visent les produits opérationnels moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels. Les investisseurs sont avisés que ces mesures non conformes aux IFRS ne doivent pas être considérées comme un substitut au bénéfice net déterminé conformément aux IFRS.



Voyage au cœur des énergies vertes

Innergex exploite actuellement 22 centrales hydroélectriques au fil de l'eau, dont 11 situées en Colombie-Britannique, sept au Québec, trois en Ontario et une aux États-Unis, pour un total de 408 MW de puissance installée brute. L'entreprise prend ses racines dans la résurgence de petites centrales hydroélectriques privées au Québec, soutenue par le gouvernement au début des années 1990. L'hydroélectricité demeure aujourd'hui la plus importante source d'énergie pour l'entreprise et celle qu'elle privilégie, celle-ci représentant 73 % de sa production d'électricité en 2012.

L'entreprise demeure très active dans ce secteur et poursuit son ambitieux programme de développement avec pas moins de six projets hydroélectriques en développement avec contrats d'achat d'électricité, tous situés en Colombie-Britannique. Deux de ces projets sont présentement en construction et seront mis en service en 2013, tandis que commencera la construction des quatre autres. Les six projets devraient être en service d'ici la fin de 2016.

À l'autre bout du pays, Innergex demeure tout aussi occupée dans le secteur hydroélectrique.

En février 2012, l'entreprise a annoncé son intention d'acquérir Magpie, une centrale hydroélectrique québécoise de 40,6 MW, et a confirmé la signature d'une lettre d'intention avec le vendeur, le groupe de sociétés Hydromega, visant l'acquisition d'une autre centrale hydroélectrique au fil de l'eau au Québec et de cinq projets hydroélectriques en développement avec contrats d'achat d'électricité en Ontario. La direction d'Innergex espère compléter ces acquisitions en 2013.

Innergex énergie renouvelable inc. est un chef de file canadien de l'industrie de l'énergie renouvelable fondé en 1990. L'entreprise développe, détient et gère des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, des parcs éoliens et des parcs solaires et elle exerce ses activités au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique et dans l'Idaho, aux États-Unis. En 2012, l'entreprise a produit 2 148 GWh d'électricité et généré des revenus de 181 millions de dollars. En date de mars 2013, son portefeuille d'actifs comprend 28 centrales en exploitation d'une puissance installée nette totale de 577 MW et sept projets en développement d'une puissance installée nette totale de 190 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 2 900 MW. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole « INE ».





« Nous avons connu beaucoup de succès dans la prise en charge des activités d'exploitation et d'entretien de nos parcs éoliens Baie-des-Sables et L'Anse-à-Valleau ; nous avons pu maintenir des taux de disponibilité de l'équipement de plus de 98 %, focaliser sur la disponibilité de l'équipement aux moments où le vent souffle, et réduire nos coûts de réparation alors même que nos équipements vieillissent naturellement. »

– **Peter Grover**, vice-président principal – Gestion de projets

Innergex exploite actuellement cinq parcs éoliens au Québec, d'une puissance installée brute totale de 590 MW. En novembre 2012, Gros-Morne est devenu le plus gros parc éolien en exploitation au Canada avec une puissance installée de 211,5 MW, lorsque la phase II du projet a été mise en service. Cette réalisation complète le programme de développement de Cartier énergie éolienne, la coentreprise d'Innergex et de Trans-Canada Corp. dans le secteur éolien.

Au fil des ans, Innergex est devenu à la fois un promoteur avisé et un exploitant chevronné de centrales hydroélectriques, un accomplissement qu'elle reproduit aujourd'hui dans le secteur éolien, à mesure que Cartier intègre les activités d'exploitation et d'entretien de chacune de ses installations au moment de l'échéance de leur contrat d'entretien de cinq ans avec le fabricant des turbines.

En juillet 2012, Innergex a annoncé une entente de partenariat avec la Nation Mi'gmaq du Québec pour le développement, le financement, la construction et l'exploitation d'un

parc éolien d'envergure dans la péninsule gaspésienne du Québec. Selon le Chef Claude Jeannotte, président du conseil de la Mi'gmaoui Mawiomi, *« ce projet vise non seulement la production d'énergie renouvelable et la consolidation de l'industrie éolienne gaspésienne, mais constitue également un véritable levier structurant pour l'émancipation et le développement socio-économique à long terme des trois communautés Mi'gmaq de la Gaspésie. »* Les deux partenaires entendent soumettre ce projet dans le cadre d'un futur appel d'offres éolien.

Au printemps 2013, Innergex prévoit commencer la construction du projet éolien Viger-Denonville, lequel sera mis en service à la fin de 2013. Viger-Denonville est le premier projet éolien de l'entreprise développé en coentreprise avec une municipalité. C'est également le premier projet éolien québécois en milieu habité à ne pas faire l'objet d'une audience du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). Ceci démontre le très haut niveau d'acceptabilité sociale qui caractérise ce projet.

En 2012, Innergex avait espéré étendre ses activités dans le secteur éolien en Colombie-Britannique, avec la signature d'une entente visant l'acquisition de Wildmare, un projet éolien de 77 MW; puis, lorsque plusieurs conditions de clôture n'ont pas été rencontrées à la date de clôture prescrite, l'entreprise a pris la difficile mais néanmoins nécessaire décision de mettre fin à la convention d'achat. Toutefois, Innergex demeure engagée à travailler de près avec les communautés locales pour développer des actifs éoliens en Colombie-Britannique.



INAUGURATION OFFICIELLE

Le 4 octobre 2012, Innergex inaugurerait son parc solaire Stardale lors d'une cérémonie officielle en présence de l'honorable Chris Bentley, ministre de l'Énergie de l'Ontario, Grant Crack, député provincial de Glengarry-Prescott-Russell, et Robert Kirby, maire du Canton de Hawkesbury Est. *« Nous sommes enthousiasmés que soient reconnus les efforts de notre région pour améliorer la qualité de l'air et la fiabilité de notre réseau électrique. Le parc solaire d'Innergex crée non seulement de l'électricité propre et renouvelable pour les familles et les entreprises, mais il crée également des emplois localement. »*
- Grant Crack, député provincial, Glengarry-Prescott-Russell



En mai 2012, Innergex a mis en service son premier parc solaire. Ceci constituait une autre étape importante pour l'entreprise, car cette nouvelle source d'énergie lui procure à la fois de la diversification et des possibilités de croissance. Stardale est un parc solaire de 33,2 MW_{DC} situé à Hawkesbury Est, en Ontario.

Ses 144 072 panneaux solaires fournissent assez d'électricité pour alimenter plus de 3 200 foyers ontariens chaque année. Jusqu'à présent, la performance de Stardale surpasse les attentes. Innergex croit que la technologie solaire est éprouvée, simple et fiable et elle compte accroître sa présence dans ce secteur.



GRUE À CÂBLE DU PROJET HYDROÉLECTRIQUE AU FIL DE L'EAU KWOJEK CREEK
PRÉSENTEMENT EN CONSTRUCTION, EN COLOMBIE-BRITANNIQUE.



« En 2013, Innergex entreprendra un programme de financement ambitieux, alors que nous chercherons à conclure plus de 700 millions de dollars de financement de projet. Comme toujours, nous chercherons à obtenir les meilleures conditions et les plus faibles coûts possibles, afin de maximiser le rendement pour nos actionnaires. »

– **Jean Trudel**, chef de la direction des investissements et vice-président principal – Communications

Innergex continue de faire progresser son ambitieux programme de développement, avec sept projets en développement actuellement, dont un projet éolien au Québec et six projets hydroélectriques en Colombie-Britannique.

Deux de ces projets hydroélectriques, Kwoiek Creek (50 MW) et Northwest Stave (17,5 MW), sont en construction depuis 2011. Les travaux progressent dans les délais et selon les budgets, et les deux projets devraient être mis en service à la fin de 2013.

Les quatre autres projets hydroélectriques sont à différents stades de développement. Deux étapes

importantes ont été franchies récemment : d'abord lorsque les projets Tretheway Creek et Big Silver Creek ont obtenu leurs certificats d'évaluation environnementale en août 2012, puis lorsque le groupe de projets ULHP (Upper Lillooet et Boulder Creek) a obtenu son certificat d'évaluation environnementale en janvier 2013. L'entreprise prévoit commencer la construction de ces quatre projets en 2013. Par ailleurs, toutes ces installations devraient être mises en service entre 2015 et 2016.

À l'autre bout du pays, le projet éolien Viger-Denonville a lui aussi franchi une étape importante lorsqu'il a obtenu son décret environnemental

du gouvernement du Québec en janvier 2013. Ce projet fait l'objet d'une coentreprise (50-50) avec la municipalité régionale de comté de Rivière-du-Loup. Lorsqu'il sera mis en service à la fin de 2013, il deviendra vraisemblablement le premier parc éolien en exploitation issu de l'appel d'offres éolien communautaire de la province en 2009.

L'ambitieux programme de développement d'Innergex constitue une entreprise d'envergure, requérant des dépenses en immobilisations de plus d'un milliard de dollars.





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.

ENTREVUE

L'ÉQUILIBRE ENGENDRE LA DURABILITÉ

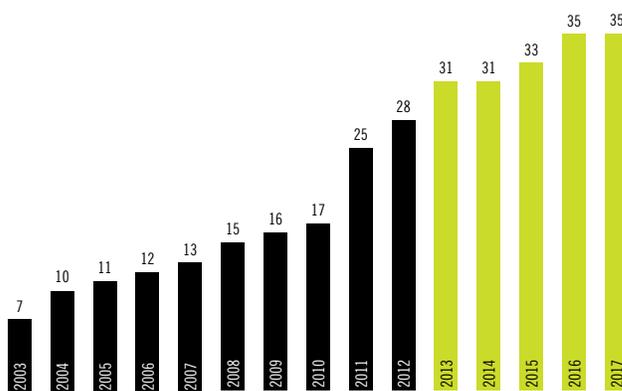
Michel Letellier explique en quoi l'équilibre entre les considérations d'ordre social, environnemental et économique constitue la base d'un modèle d'affaires durable.

Innergex semble s'être épanouie au cours des dernières années ; qu'en est-il en 2012 ?

En 2012, nous avons mis en service deux nouvelles installations, dans les délais et selon les budgets. D'abord Stardale, notre premier parc solaire, puis Gros-Morne (Phase II), le dernier des parcs éoliens développés par notre coentreprise Cartier énergie éolienne. Nous avons aussi fait l'acquisition de deux centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, portant à 28 le nombre de sites en exploitation, dans trois sources d'énergie différentes et dans quatre juridictions différentes. Il y a dix ans, nous avions sept centrales hydroélectriques, dont six étaient situées au Québec. De plus, en 2012 nous avons entamé des négociations pour l'acquisition de plusieurs actifs d'Hydromega, un producteur privé d'énergie renouvelable ayant des activités au Québec et en Ontario. Nous espérons conclure ces négociations et ainsi accroître notre portefeuille d'actifs en 2013.

NOMBRE DE SITES EN EXPLOITATION

au 31 décembre
(réel 2000-2012, prévu 2013-2017)



TÉ



*Centrale hydroélectrique
au fil de l'eau Chaudière,
au Québec*

Comment décrivez-vous la mission d'Innergex aujourd'hui ?

Notre mission n'a pas changé depuis que la Société a été créée en 1990. Le chemin que nous nous sommes tracé à ce moment-là est toujours d'actualité. Nous souhaitons accroître notre production d'énergie renouvelable grâce à des installations de grande qualité, développées et exploitées dans le respect de l'environnement et le meilleur intérêt des communautés hôtes, de nos partenaires et de nos investisseurs.

Qu'est-ce qui vous a permis de connaître autant de succès au cours des 22 dernières années ?

La réussite d'Innergex est fondée sur le développement de bons projets, qui deviennent de bonnes installations en exploitation. Pour nous, un bon projet en est un qui est accepté par la communauté locale, qui respecte l'environnement et qui est économiquement viable – à la fois pour nous et pour les services publics que nous desservons. En d'autres mots, un projet qui équilibre des impératifs sociaux, environnementaux et économiques – ou si vous préférez, la population, la planète et les profits.

Suite à la page 14

Comment ces différents impératifs influencent-ils vos activités ?

Depuis ses débuts, Innergex a placé l'acceptabilité sociale au cœur de son modèle d'affaires. Nous consultons les communautés locales et nous structurons nos projets de manière à ce qu'ils intègrent un partage des revenus ou de la propriété, la création d'emplois locaux, des exigences de contenu local, ou encore d'autres considérations particulières en appui aux activités récréotouristiques locales.

Au fil des ans, nous avons fait preuve de leadership et d'innovation en partageant les retombées économiques de nos projets avec les communautés locales et les Premières Nations, créant souvent de nouveaux standards pour l'industrie que d'autres adoptent à leur tour. Nous avons également démontré notre capacité de créer des partenariats à long terme avec les communautés locales et les Premières Nations à travers le pays – une tendance lourde dans l'industrie qui, selon nous, ira en accélérant.

FOCUS

LA MISSION D'INNERGEX EST D'ACCROÎTRE SA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE GRÂCE À DES INSTALLATIONS DE GRANDE QUALITÉ, DÉVELOPPÉES ET EXPLOITÉES DANS LE RESPECT DE L'ENVIRONNEMENT ET LE MEILLEUR INTÉRÊT DES COMMUNAUTÉS HÔTES, DE SES PARTENAIRES ET DE SES INVESTISSEURS.

*Parc éolien Baie-des-Sables,
au Québec.*



Comme chacun le sait, toute activité économique a un effet sur l'environnement, mais des mesures peuvent et doivent être prises pour éviter ou minimiser cet effet. Les producteurs indépendants d'électricité doivent respecter des règlements fédéraux et provinciaux très stricts en matière de protection de l'environnement, à partir de la conception d'un projet, en passant par l'exploitation d'une installation et jusqu'à la restauration d'un site. Dans ce domaine aussi, nous avons fait preuve de leadership et d'innovation afin de respecter et même surpasser les plus hauts standards environnementaux.

Où ces trois impératifs s'entrecroisent-ils ?

En fait, il existe une myriade de considérations sociales et environnementales qui entrent en ligne de compte dans la création d'un projet appelé à être déposé auprès des services publics dans le cadre d'un appel d'offres. La proposition doit aussi inclure un prix pour l'électricité qui sera produite. Bien sûr, ce prix doit être compétitif pour que le projet ait des chances d'être sélectionné. En même temps, ce prix doit tenir compte de l'acceptabilité sociale du projet, des redevances aux partenaires et aux communautés locales, et des stricts standards environnementaux pour que le projet soit bien reçu. Et pour qu'il y ait un projet, ce prix doit permettre à l'installation d'être économiquement viable.

Autrement dit, l'équilibre nécessaire entre les considérations d'ordre social, environnemental et économique – qui ensemble constituent le vrai coût de production de l'énergie – doit se refléter dans le prix de l'électricité produite.

Et pourquoi est-ce important ?

Lorsqu'on crée cet équilibre, on connaît un succès durable. Les installations d'énergie renouvelable ont une durée de vie très longue – 25 ans dans le cas de l'éolien et du solaire, mais plus de 50 ans, voire 100 ans, dans le cas de l'hydro-électricité. Conformément à la vision d'Innergex de produire de l'énergie durable pour un futur plus vert, nous voulons nous assurer de pouvoir continuer de développer et d'exploiter des installations d'énergie renouvelable de grande qualité, et ce, pour plusieurs années à venir. ■

Un appareil qui vaut son pesant d'économies

Cartier énergie éolienne a inventé un instrument de très haute précision pour inspecter les pales des turbines éoliennes. Le dispositif est plus sécuritaire, plus rapide et plus économique que tout ce qui existe sur le marché.

On dit que la nécessité est la mère de l'invention. Pour Cartier énergie éolienne, la nécessité était de trouver un moyen plus sécuritaire, plus rapide et plus économique d'inspecter les pales de ses – 1 179! – turbines.

Auparavant, le seul moyen d'inspecter les pales de turbine était d'embaucher des hommes-araignées, qui escaladaient les pales avec un appareil photo sur leur casque. Ceci exigeait l'arrêt complet de la turbine pour une durée de trois à six heures et ne permettait d'inspecter qu'une turbine par jour, et encore seulement un côté des pales.

Robert Guillemette, directeur général de Cartier énergie éolienne et inventeur fécond, a donc entrepris de trouver une meilleure solution. Pour ce faire, son équipe et lui ont recruté l'expertise technologique de Collineo, une petite entreprise de Montréal se spécialisant dans les solutions robotiques mobiles innovatrices et performantes. Ils ont conçu un instrument unique en son genre : un appareil photo de très haute précision, monté sur un télescope puissant, qui peut être rapidement téléguidé pour balayer la surface d'une pale. Des lasers sur le télescope permettent de positionner l'instrument et de mesurer des distances avec une grande précision. Cartier et Collineo partagent la

propriété intellectuelle de cette invention, qui est en attente de brevet.

Les résultats jusqu'à présent sont impressionnants. Selon Robert Guillemette, « *l'appareil a permis d'améliorer la santé et la sécurité en éliminant le besoin d'escalader et de descendre en rappel le long des turbines. De plus, il réduit le temps d'arrêt de chaque turbine à moins d'une heure. Il balaye les deux côtés et le bord d'attaque de chaque pale, et permet aux opérateurs d'inspecter de quatre à six turbines par jour – donc quatre à six fois plus qu'avec l'ancienne méthode.* » Il estime que les coûts d'inspection ont été réduits de 70 % à 80 %.

Par ailleurs, grâce à son zoom très puissant, l'appareil photo permet de photographier des fissures aussi petites qu'un cheveu humain. L'équipe de Cartier a conçu un système d'analyse de ces photos qui permet la détection précoce et la réparation de ces fissures, et qui conduira à une réduction significative des coûts d'entretien avec le temps.

L'appareil sera utilisé dans les cinq parcs éoliens de Cartier pour les inspections périodiques et de fin de garantie (à l'échéance des contrats d'entretien avec le fabricant des turbines). L'entreprise espère éventuellement s'en servir pour l'entretien préventif des pales, qui ont une durée de vie de 20 ans et plus. ■



FOCUS

INNOVATION

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 tout récemment dans le solaire –, elle a aussi acquis une réputation de pionnière canadienne de l'industrie de l'énergie renouvelable.



Tandis qu'un opérateur positionne le télescope à environ 30 mètres de la turbine, un autre positionne une des pales perpendiculairement au sol et la tourne pour en exposer les deux côtés. L'appareil photo balaye le bord d'attaque et les deux côtés de chaque pale, prenant environ 25 photos par côté. ■



« Nous nous efforçons continuellement, ainsi que nos fournisseurs de services – avec lesquels nous avons des relations très dynamiques – de trouver des solutions innovantes aux inévitables défis qui surviennent dans le cours normal de nos activités. Le système de dissipation d'énergie d'ANDRITZ HYDRO offrait la meilleure solution technologique et provenait d'un fournisseur de confiance et fiable. »

– François Hébert, vice-président principal – Exploitation et entretien

À de nouveaux défis, de nouvelles solutions

Pour répondre à des exigences très strictes en matière de débit d'eau et aux caractéristiques propres au projet hydroélectrique au fil de l'eau Ashlu Creek, Innergex a choisi d'implanter un système de dissipation d'énergie innovateur, conçu pour l'entreprise par ANDRITZ HYDRO.

En raison de la hauteur des chutes (plus de 200 mètres) du projet hydroélectrique au fil de l'eau Ashlu Creek et des caractéristiques physiques particulières à ce site, le choix de turbines Francis s'imposait comme le plus efficace. Cependant, contrairement aux turbines Pelton communément utilisées en Colombie-Britannique, les turbines Francis permettent difficilement de contrôler le débit d'eau en dehors des conditions normales d'opération.

La variation du débit d'eau dans une rivière se produit en raison de changements dans la quantité d'eau qui doit passer par les turbines, à la suite d'un démarrage ou d'un arrêt des turbines. Alors qu'il est relativement facile d'ajuster le débit d'eau dans des conditions normales d'opération des

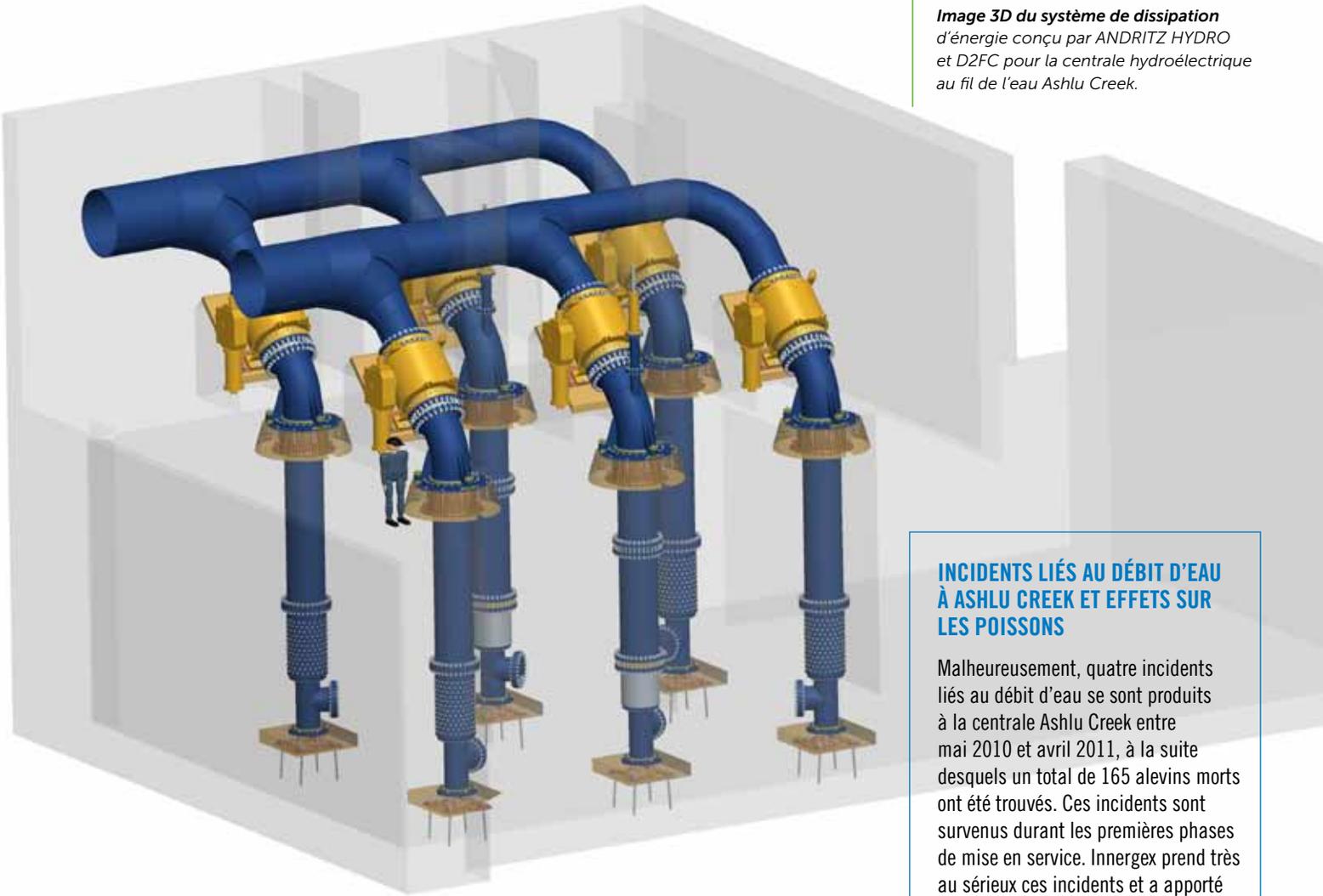
turbines, la nécessité de modifier soudainement et rapidement le débit d'eau qui passe à travers celles-ci (en raison, par exemple, d'un bris d'équipement ou d'une perte de connexion au réseau) crée des risques pour l'écosystème de la rivière, ainsi que pour la sécurité de kayakistes récréatifs qui pourraient se trouver sur la rivière. Afin de gérer ces risques, des règlements en matière de débit d'eau existent en Colombie-Britannique depuis le milieu des années 1990, et sont devenus plus stricts depuis le milieu des années 2000.

Pour répondre à ces nouvelles exigences environnementales plus strictes liées au débit d'eau, l'équipe de développement d'Ashlu Creek avait besoin de trouver une nouvelle solution technique. L'appel d'offres lancé aux fabricants de turbines spécifiait les critères en matière

de débit d'eau, sans spécifier une technologie en particulier ; dès lors, la porte était ouverte à une solution novatrice. En fin de compte, Innergex a trouvé ce qu'elle estimait être la solution technique la plus appropriée et la plus fiable dans la proposition soumise par ANDRITZ HYDRO, qui permettait de répondre aux exigences en matière de débit d'eau avec un nouveau système de dissipation d'énergie.

Le système de dissipation d'énergie permet de faire circuler l'eau à travers la centrale tout en contournant les turbines (lorsqu'il est nécessaire de les arrêter soudainement et rapidement, par exemple) et, par conséquent, permet de contrôler graduellement le débit d'eau dans la rivière. Pour concevoir ce nouveau système, ANDRITZ HYDRO a collaboré avec D2FC, un fabricant de valves français

Image 3D du système de dissipation d'énergie conçu par ANDRITZ HYDRO et D2FC pour la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Ashlu Creek.



spécialisé dans l'hydroélectricité et reconnu pour sa capacité à concevoir des produits de haute performance innovants et fiables. D2FC a choisi d'adapter une technologie dont le brevet est échu et qui existait aux États-Unis pour des centrales hydroélectriques avec de petites chutes, mais qui n'avait jamais été adaptée pour des centrales avec de hautes chutes.

Innergex a trouvé dans la proposition d'ANDRITZ HYDRO une solution aux exigences en matière de débit d'eau pour Ashlu Creek et est devenu le premier promoteur de centrales hydroélectriques à implanter cette nouvelle technologie au Canada. Par la suite, son équipe de développement a accompli avec brio la tâche cruciale d'intégrer la nouvelle technologie au système d'exploitation de la centrale.

Pour sa part, ANDRITZ HYDRO a pu implanter et éprouver cette nouvelle technologie à Ashlu Creek. Selon Pierre Duflon, directeur compact hydro chez ANDRITZ HYDRO Canada Inc., « *Innergex est unique à la fois pour sa concentration à l'interne d'une expertise technique en hydroélectricité au fil de l'eau qui n'existe nulle part ailleurs, et pour sa volonté de rechercher et d'implanter des solutions innovantes – de "penser en dehors de la boîte"* ». Il ajoute que « *nous n'aurions probablement pas pu vendre ce premier système à quelqu'un d'autre.* » Partout dans le monde, l'importance grandissante de considérations environnementales conduit à des exigences de plus en plus strictes en matière de débit d'eau, et ANDRITZ HYDRO a depuis réussi à installer ce système pour plusieurs promoteurs de petites centrales hydroélectriques dans d'autres pays. ■

INCIDENTS LIÉS AU DÉBIT D'EAU À ASHLU CREEK ET EFFETS SUR LES POISSONS

Malheureusement, quatre incidents liés au débit d'eau se sont produits à la centrale Ashlu Creek entre mai 2010 et avril 2011, à la suite desquels un total de 165 alevins morts ont été trouvés. Ces incidents sont survenus durant les premières phases de mise en service. Innergex prend très au sérieux ces incidents et a apporté plusieurs améliorations pour s'assurer qu'ils ne se reproduisent plus. Aucun incident d'échouement de poissons ne s'est produit à Ashlu Creek, ni à aucune de ses centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, depuis avril 2011.

Par ailleurs, la construction de la centrale Ashlu Creek a comporté la création d'un habitat compensatoire pour les poissons de presque 53 000 m², comprenant plusieurs bassins et canaux communicants qui s'étendent sur une superficie équivalant à celle de 10 terrains de football. Cet habitat compensatoire sera entretenu pendant toute la durée de vie de la centrale. Des saumons de mer adultes y migrent et y pondent leurs œufs chaque automne ; et les dizaines de milliers de jeunes saumons qui y sont produits chaque année retournent à la mer pour continuer leur cycle de vie.

Un portefeuille d'actifs bien diversifié

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.

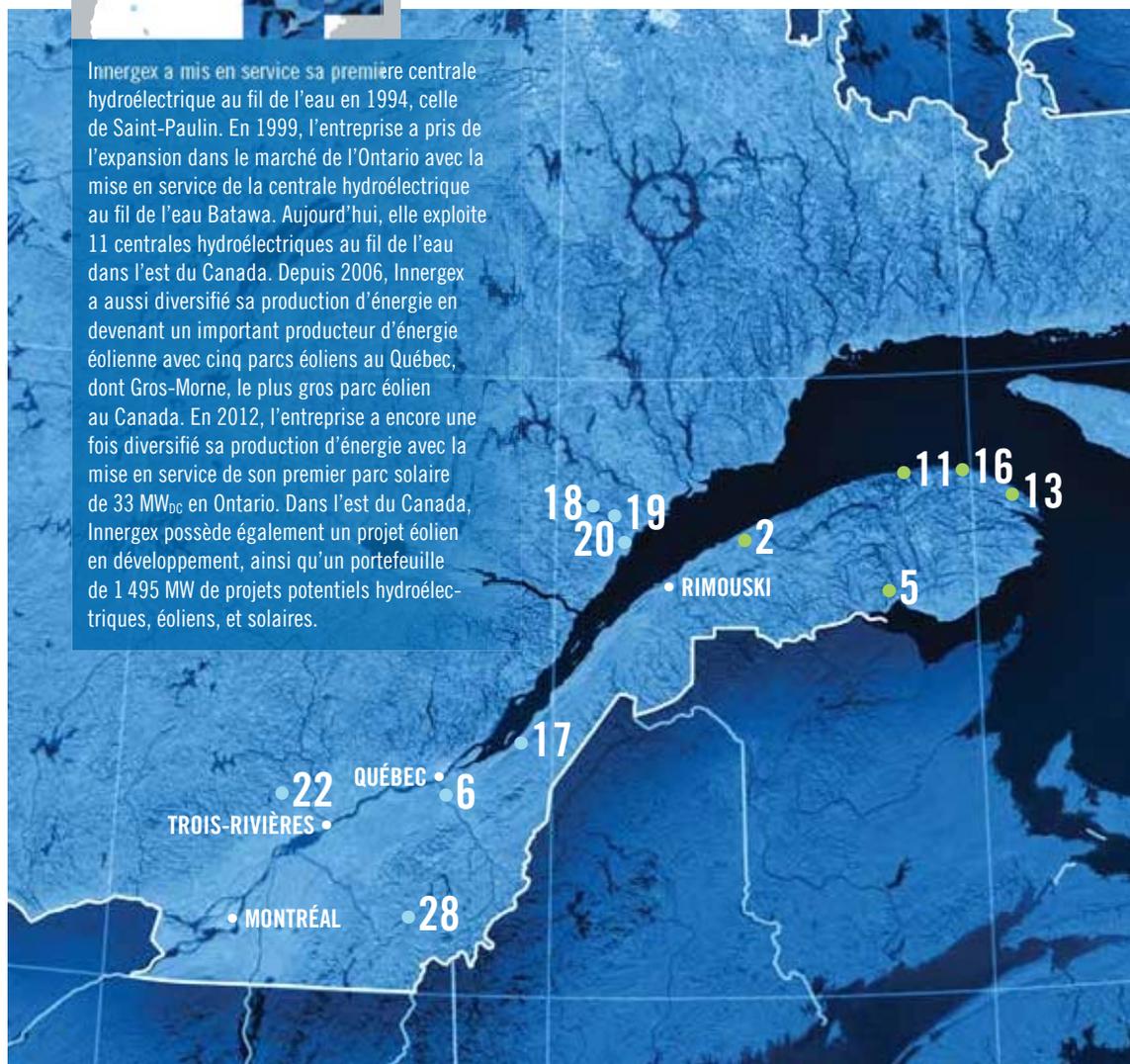


Innergex a fait sa première incursion dans le marché de la Colombie-Britannique en 2002 avec la construction de la centrale Rutherford Creek. Aujourd'hui, l'entreprise exploite 11 centrales hydroélectriques au fil de l'eau dans cette province. Elle possède aussi dans cette région deux projets hydroélectriques en construction et quatre projets hydroélectriques en développement, ainsi qu'un portefeuille de 1 405 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.



Innergex a mis en service sa première centrale hydroélectrique au fil de l'eau en 1994, celle de Saint-Paulin. 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 11 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 cinq parcs éoliens au Québec, dont Gros-Morne, le plus gros parc éolien au Canada. En 2012, l'entreprise a encore une fois diversifié sa production d'énergie avec la mise en service de son premier parc solaire de 33 MW_{DC} en Ontario. Dans l'est du Canada, Innergex possède également un projet éolien en développement, ainsi qu'un portefeuille de 1 495 MW de projets potentiels hydroélectriques, éoliens, et solaires.



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) **50,0**
 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 (É.-U.)
 MISE EN EXPLOITATION 1995
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **9,5**
 PARTICIPATION (%) **100,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2030



13
L'ANSE-À-VALLEAU (QC)
 MISE EN EXPLOITATION 2007
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **100,5**
 PARTICIPATION (%) **38,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2027



14
LAMONT CREEK (C.-B.)
 MISE EN EXPLOITATION 2009
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **27,0**
 PARTICIPATION (%) **50,01**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



15
MILLER CREEK (C.-B.)
 MISE EN EXPLOITATION 2003
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **33,0**
 PARTICIPATION (%) **100,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2033



16
MONTAGNE SÈCHE (QC)
 MISE EN EXPLOITATION 2011
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **58,5**
 PARTICIPATION (%) **38,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2031



17
MONTMAGNY (QC)
 MISE EN EXPLOITATION 1996
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **2,1**
 PARTICIPATION (%) **100,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021



18
PORTNEUF 1 (QC)
 MISE EN EXPLOITATION 1996
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **8,0**
 PARTICIPATION (%) **100,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021



19
PORTNEUF 2 (QC)
 MISE EN EXPLOITATION 1996
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **9,9**
 PARTICIPATION (%) **100,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021



20
PORTNEUF 3 (QC)
 MISE EN EXPLOITATION 1996
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **8,0**
 PARTICIPATION (%) **100,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2021



21
RUTHERFORD CREEK (C.-B.)
 MISE EN EXPLOITATION 2004
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **49,9**
 PARTICIPATION (%) **100,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2024



22
SAINT-PAULIN (QC)
 MISE EN EXPLOITATION 1994
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **8,0**
 PARTICIPATION (%) **100,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2014



23
STARDALE (ON)
 MISE EN EXPLOITATION 2012
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **33,2 DC**
 PARTICIPATION (%) **100,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2032



24
STOKKE CREEK (C.-B.)
 MISE EN EXPLOITATION 2009
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **22,0**
 PARTICIPATION (%) **50,01**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



25
TIPELLA CREEK (C.-B.)
 MISE EN EXPLOITATION 2006
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **18,0**
 PARTICIPATION (%) **50,01**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2049



26
UMBATA FALLS (ON)
 MISE EN EXPLOITATION 2008
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **23,0**
 PARTICIPATION (%) **49,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2028



27
UPPER STAVE RIVER (C.-B.)
 MISE EN EXPLOITATION 2006
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **109,5**
 PARTICIPATION (%) **38,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2026



28
WINDSOR (QC)
 MISE EN EXPLOITATION 1996
 PUISSANCE INSTALLÉE (MW bruts) **5,5**
 PARTICIPATION (%) **100,00**
 ÉCHÉANCE DU CAÉ 2016



« Dans le futur, nous comptons maintenir et même augmenter nos dépenses liées aux projets potentiels. Ces investissements, combinés à notre expertise inégalée en développement, nous donneront la souplesse et l'agilité requises pour répondre à la demande d'énergie renouvelable, à l'endroit et au moment où elle se manifesterà à long terme. »

– Jean Perron, chef de la direction financière et vice-président principal

« Tous nos projets en développement étaient à l'origine des projets potentiels sur lesquels nous avons travaillé, parfois longtemps, avant de pouvoir les soumettre dans le cadre d'un appel d'offres ou d'un programme d'achat d'électricité. En 2013, nous aurons six projets hydroélectriques en construction simultanément, un record pour la Société. Innergex possède aujourd'hui plus de sites hydroélectriques au fil de l'eau en Colombie-Britannique que toute autre société. »

– Renaud de Batz, vice-président principal – Développement hydroélectrique



PROSPECTER POUR 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 demeure prête à répondre à de futurs appels d'offres.

En Ontario, l'Office de l'électricité de l'Ontario a divulgué les nouvelles règles du programme de tarifs de rachat garantis de la province, à la suite d'un processus de révision entamé à l'automne 2011. Tout en maintenant son engagement envers une énergie propre, la province s'est dotée de nouvelles règles pour simplifier le processus de soumission et de sélection des projets par le biais d'un système de points, réduire les tarifs (de 22 % pour les grands projets solaires et de 15 % pour les projets éoliens) et les réviser annuellement, de même que pour améliorer l'engagement des municipalités et encourager une participation des communautés et des Premières Nations. Les exigences de contenu local ont été maintenues. Innergex a plusieurs projets éoliens et solaires qu'elle prépare en vue de les présenter lors d'une future période de soumission pour des projets de grande taille.

D'autres projets potentiels en Ontario, surtout dans le secteur éolien, dépendent toujours de l'expansion éventuelle du réseau de transport d'électricité et représentent un potentiel de croissance à plus long terme.

En Colombie-Britannique, Innergex continue de faire progresser le développement de plusieurs projets qui seraient admissibles au programme d'offres standard de la province. Conformément aux modalités de ce programme, toutes les approbations et tous les permis doivent être obtenus avant que soit déposée une demande de contrat d'achat d'électricité. De plus, l'entreprise croit fermement au potentiel de l'éolien comme source d'énergie renouvelable concurrentielle dans cette province. Elle espère profiter de sa forte présence, de sa réputation de partenaire fiable auprès des communautés locales et des Premières Nations, et de son expertise en énergie éolienne pour poursuivre le développement de plusieurs projets potentiels.

Au Québec, des plans pour un nouvel appel d'offres éolien de 700 MW ont été annoncés, y compris un programme pour des projets éoliens autochtones. Cette capacité additionnelle permettrait à la province d'atteindre son objectif de développer 4 000 MW de puissance installée en énergie éolienne. Innergex demeure prête à répondre à cet appel d'offres, lorsqu'il viendra, et entend soumettre plusieurs projets, dont celui de 150 MW qu'elle développe en partenariat avec la Nation Mi'gmaq du Québec. ■



Tout commence par les gens

Innergex a fait de l'acceptabilité sociale la pierre angulaire de sa stratégie de développement et, par le fait même, a tissé de solides relations à long terme avec des communautés locales et des Premières Nations à travers le Canada.

En décembre 2012, Innergex et la Nation Lil'wat signaient une convention de participation pour le projet hydroélectrique en développement Upper Lillooet, en Colombie-Britannique. Cette convention prévoit entre autres le partage de revenus, la création d'emplois, et la surveillance en continu de la conformité environnementale. Il comprend également une disposition pour permettre

à la Nation Lil'wat de s'assurer que la conception du projet reflète ses valeurs culturelles. « *Il procurera des occasions pour la création d'emplois, l'octroi de contrats et le développement économique de notre Nation pour la prochaine génération* » [traduction], a déclaré la chef Lucinda Phillips de la Nation Lil'wat. « *[Innergex] a investi beaucoup de temps pour comprendre et gérer les effets environnementaux et archéologiques du projet sur notre territoire traditionnel.*

Suite à la page 26



FOCUS

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.

*Cérémonie d'inauguration
de la centrale hydroélectrique au fil
de l'eau Umbata Falls, en Ontario.*

DES PARTENARIATS ÉTABLIS SUR DE SOLIDES RELATIONS À LONG TERME

Sites Harrison

Cloudworks Energy Inc., dont Innergex s'est portée acquéreur au printemps 2011, avait elle-même tissé de très fortes relations avec plusieurs Premières Nations. Naturellement, ces Premières Nations ont choisi de prendre le temps nécessaire pour comprendre ce que signifiait pour eux ce changement de propriétaire. Elles ont reconnu dans les gens d'Innergex le même type de personnes que celles avec lesquelles elles avaient choisi de faire affaire, partageant les mêmes valeurs et ayant à cœur la collaboration et la participation des Premières Nations aux projets hydroélectriques de l'entreprise. Éventuellement, ceci a mené à la signature d'une nouvelle entente de partenariat avec la Douglas First Nation pour les projets en développement de Northwest Stave, Tretheway Creek et Big Silver Creek.

« Il y a un siècle et demi, Port Douglas était le centre de commerce de ce qui deviendrait la Colombie-Britannique. Jusqu'à récemment, le peuple de la vallée de Lillooet était un peuple oublié. Cela a changé avec

l'arrivée des projets hydroélectriques. Plusieurs personnes ont trouvé un emploi. Nous sommes maintenant raccordés au réseau de transport d'électricité, nous avons pu rediriger nos efforts vers des questions essentielles telles que l'amélioration de nos routes, l'accès au téléphone et à l'Internet, le développement de nos communautés, la création d'une économie durable, et le rapatriement de nos gens. » [Traduction]

– Chef Don Harris de la Douglas First Nation



Umbata Falls

La centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 23 MW Umbata Falls, en Ontario, a été développée par Innergex en coentreprise (49-51) avec les Ojibways of the Pic River First Nation et a été mise en service en novembre 2008. Pour cette Première Nation, il était très important que les deux opérateurs de la centrale soient embauchés à même la communauté – et c'est exactement ce qui s'est produit.



« Avec Innergex, nous avons trouvé un partenaire qui respecte ses engagements ; ce qu'elle promet, ce qu'elle dit qu'elle fera, elle le fait. Nous avons hâte de continuer à travailler ensemble au développement de projets d'énergie renouvelable pour notre communauté. » [Traduction]

– Chef Roy Michano de la Ojibways of the Pic River First Nation

Nous avons hâte de travailler avec eux sur ce projet ainsi que plusieurs autres à l'avenir. » [Traduction] Un accord semblable avec la Nation Lit'wat devrait être signé par l'entreprise pour le projet hydroélectrique Boulder Creek, qui est également en développement.

Il s'agit là de la plus récente de nombreuses ententes qu'Innergex a développées au fil des ans, avec des partenaires tels que les Ojibways of the Pic River First Nation en Ontario, la Kanaka Bar Indian Band et la Douglas First Nation en Colombie-Britannique, la Nation Mi'gmaq du Québec, la Wolf Lake First Nation

et la Eagle Village First Nation, également au Québec.

En fait, Innergex présente un long historique de solides relations avec les communautés locales. En les écoutant, en choisissant délibérément de concevoir des projets qui reflètent leurs aspirations, et en harmonisant ses propres objectifs avec ceux des communautés, l'entreprise a choisi de commencer par les gens.

Julie Boudreau, directrice – Relations publiques, qui œuvre au développement de relations avec les communautés locales et les Premières

Nations, explique : « Nous avons toujours approché le développement en nous adaptant à la situation unique de chaque communauté avec laquelle nous prenons contact. Nous avons aussi respecté la séquence naturelle selon laquelle l'acceptabilité sociale se crée – d'abord des individus qui représentent la Société, puis de la Société elle-même, et enfin de ses projets. »

L'acceptabilité sociale demeure la pierre angulaire de la stratégie de développement d'Innergex. Elle s'est avérée un formidable levier de croissance avec les années, car à maintes reprises elle a

Viger-Denonville

Le projet Viger-Denonville est un parc éolien de 25 MW développé par Innergex en coentreprise (50-50) avec la Municipalité régionale de comté (MRC) de Rivière-du-Loup – en fait, sa première coentreprise avec une municipalité. Il est prévu que la mise en service de ce parc éolien se fasse à la fin de 2013, mais le germe de ce projet a été semé dès 2006, lorsque les élus municipaux ont visité le parc éolien Baie-des-Sables d'Innergex, qui était en construction à l'époque. En 2009, lorsque le gouvernement provincial a lancé son appel d'offres éolien communautaire, Innergex et la MRC de Rivière-du-Loup ont créé un partenariat et travaillé étroitement à prendre contact avec les propriétaires terriens, à structurer un projet mutuellement bénéfique, puis à communiquer régulièrement avec la population locale.



« Nous avons d'abord choisi Innergex parce que nous croyions que c'était un partenaire de très grande qualité, partageant nos valeurs. Notre expérience en travaillant avec eux au quotidien le confirme. »

– M. Michel Lagacé, préfet de la MRC de Rivière-du-Loup

Kwoiek Creek

Le projet Kwoiek Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 50 MW développée en coentreprise 50-50 avec la Kanaka Bar Indian Band. Sa construction a commencé en 2011 et sa mise en service est prévue à la fin de 2013. Pour la Kanaka Bar Indian Band, il était très important que ce projet crée des emplois locaux. Innergex et ses fournisseurs et entrepreneurs ont répondu à l'appel ; présentement, plus de 40 % des travailleurs sur le site sont autochtones, soit le double de la moyenne pour des projets de construction semblables en Colombie-Britannique. D'ailleurs, en 2012, la Kanaka Bar Indian Band a reçu le prix de la communauté de l'année en énergie renouvelable de Clean Energy BC, en reconnaissance de ses nombreuses initiatives en matière d'énergie propre depuis les années 1980, dont le projet Kwoiek Creek.



« Bien que plusieurs autres projets comportent une participation des Premières Nations, je crois qu'aucun d'entre eux ne nous égale en ce qui a trait à notre participation de 50 % et au réel partenariat que nous avons avec Innergex. » [Traduction]

– Chef James Frank de la Kanaka Bar Indian Band

Chaudière

L'idée de remettre à neuf la centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 24 MW Chaudière est née à une époque de vive opposition aux petites centrales hydroélectriques privées. Innergex a choisi de prendre contact avec les communautés locales qui seraient directement concernées par le projet. Celles-ci voulaient avant tout préserver les magnifiques chutes, alors le projet a été structuré à partir d'exigences de débit esthétique, surtout durant les mois d'été, lors de la haute saison touristique. L'entreprise a également sollicité la participation de ces communautés pour la conception architecturale de la centrale, et elle a pris en charge le réaménagement et l'entretien annuel du parc naturel avoisinant, créant une attraction touristique majeure pour la région. En fin de compte, la ferme détermination des communautés locales à mener à terme ce projet a certainement influencé les autorités à lui donner le feu vert.



permis à l'entreprise de construire des projets réussis. Plus important encore, elle a permis de créer des projets qui sont meilleurs parce qu'ils s'inscrivent dans une perspective de développement durable. Que ce soit sous forme du partage des retombées économiques, d'opportunités d'emploi ou de copropriété, Innergex a compris la volonté grandissante des communautés à devenir des agents de leur propre développement socio-économique. Une tendance lourde qui ira en s'accéléralant, estime-t-elle, partout au Canada. ■



« Nous croyons que chaque communauté est unique – par son vécu, sa culture et ses aspirations, et nous essayons toujours de nous adapter à chaque communauté avec laquelle nous prenons contact. La relation entre des organisations passe par les liens durables de confiance entre les personnes. Ce tissage est très valorisant pour tous ceux qui sont concernés. »

– Richard Blanchet, vice-président principal – région de l'Ouest

Développer. Exploiter. Livrer.

Cartier énergie éolienne complète son programme

de développement avec la mise en service de la phase II du parc éolien Gros-Morne, au Québec, créant 590 MW de puissance installée totale d'énergie éolienne.

Lorsqu'Hydro-Québec a annoncé le premier appel d'offres de 1 000 MW d'énergie éolienne il y a exactement 10 ans, Innergex a pris la décision stratégique d'entrer dans ce nouveau secteur de l'énergie renouvelable. Au début de 2004, l'entreprise a créé Cartier énergie éolienne avec TransCanada Corp., une coentreprise dans laquelle Innergex détient une participation de 38 %, et 50 % des entités de gestion. En septembre 2004, tous les projets que Cartier avait soumis à l'appel d'offres furent retenus, soit les trois quarts des contrats octroyés, marquant ainsi la naissance d'une industrie de l'énergie éolienne au Québec.

La mise en service de la phase II du parc éolien Gros-Morne, en novembre 2012, marque l'achèvement du programme de développement de Cartier énergie éolienne, celle-ci livrant ainsi avec succès cinq parcs éoliens totalisant 590 MW dans les délais et selon les budgets, et procurant des retombées économiques à la région gaspésienne sous forme d'emplois, de contributions

volontaires aux municipalités hôtes, de bourses d'études et de soutien à l'industrie locale du tourisme.

Plus important encore, le programme de développement de Cartier a respecté les plus hauts standards en matière d'acceptabilité sociale, de développement structuré et de respect de l'environnement ; il est devenu un modèle à suivre que d'autres acteurs de l'industrie ont depuis adopté.

Le succès de Cartier n'aurait pu être possible sans la collaboration et le soutien des communautés locales hôtes. « *Les gens de la région gaspésienne ont été de fervents partisans de ces projets éoliens* », affirme Peter Grover, vice-président principal – Gestion de projets. « *Ils ont joué un rôle clé dans la création d'une base de connaissances et d'activité industrielle dans leur région en matière d'énergie renouvelable.* »

Alors que le dernier des projets en développement est mis en exploitation, Cartier a déjà entamé la transition de promoteur à exploitant, tout comme Innergex l'a fait dans le secteur hydro-électrique. Pour Robert Guillemette,

directeur général de Cartier énergie éolienne, « *c'est une chose de construire des parcs éoliens, c'en est une autre de les exploiter pendant 20 ans. La transition à des activités d'exploitation est critique. Notre personnel élargit ses compétences techniques.* » Cartier a déjà réussi l'intégration des activités d'exploitation et d'entretien du parc éolien Baie-des-Sables en 2011, créant par le fait même une unité spécialisée dans l'entretien préventif et la réparation des pales qui s'est traduite par une réduction des coûts opérationnels et une disponibilité des équipements de plus de 98 %. L'intégration des activités d'exploitation et d'entretien s'est poursuivie en 2012 au parc éolien L'Anse-à-Valleau et de nouveau en 2013 au parc éolien Carleton, à l'échéance de leur contrat d'entretien de cinq ans avec le fabricant des turbines.

Innergex croit fermement au potentiel à long terme de l'énergie éolienne et demeure engagée envers son développement au Québec, ainsi que dans d'autres marchés à travers le Canada. ■

FAITS SAILLANTS DE CARTIER ÉNERGIE ÉOLIENNE

5 parcs éoliens

393 turbines

590 MW
de puissance installée brute

Investissements totalisant
1,1 milliard de dollars,
dont 600 millions de dollars
en Gaspésie

L'électricité produite peut alimenter
plus de **100 000**
foyers québécois chaque année

Distributions aux communautés
hôtes totalisant **15** millions
de dollars au cours des
20 prochaines années

Six bourses d'études de
2 000 \$
pour des jeunes qui s'inscrivent
au programme de formation
en maintenance industrielle
d'éoliennes du cégep de la
Gaspésie et des îles (trois dans
le volet général et trois pour
les jeunes des communautés
Mi'gmaq de la Gaspésie)

600 personnes ont
participé au processus, de la
conception à la mise en service
de chaque parc éolien, dont
plus de 80 % sont de la
région gaspésienne

22 des 27 employés de
Cartier sont domiciliés en Gaspésie
– ce nombre augmentera sans
doute à près de 50 lorsque toutes
les activités d'exploitation et
d'entretien auront été rapatriées
à l'interne

*Installation d'une turbine
au parc éolien Gros-Morne,
au Québec.*



FOCUS

GRÂCE À SA PHILOSOPHIE DE GESTION ENTREPRENEURIALE ET INNOVATRICE, INNERGEX A DÉVELOPPÉ AU FIL DES ANS UNE EXPERTISE INÉGALÉE EN TANT QUE PROMOTEUR AVISÉ ET EXPLOITANT CHEVRONNÉ D'ACTIFS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE.



Agir de manière responsable

grâce à la conformité, au suivi et à l'amélioration continue

En tant que promoteur et exploitant d'énergies renouvelables responsable, Innergex consacre des ressources considérables au respect d'exigences environnementales très strictes. Gros plan sur ses activités liées à l'environnement dans le secteur hydroélectrique en Colombie-Britannique.

La Colombie-Britannique a été baptisée la province la plus verte au Canada – une affirmation qui s'appuie sur une réglementation environnementale parmi les plus rigoureuses et exhaustives au pays. Étant le plus important promoteur et exploitant d'énergies renouvelables dans cette province, avec 11 centrales hydroélectriques au fil de l'eau et six projets hydroélectriques en développement, Innergex prend très au sérieux sa responsabilité environnementale.

ACTIVITÉS DE SURVEILLANCE DES DÉBITS D'EAU

En 2012, l'équipe d'exploitation en Colombie-Britannique a entamé l'implantation de systèmes visant à améliorer la surveillance du comportement des centrales hydroélectriques de l'entreprise. Les objectifs étaient clairs : mieux suivre les obligations et engagements prescrits par les permis d'exploitation de l'entreprise, mieux surveiller l'impact des centrales sur l'environnement, réduire le nombre d'incidents, et sans doute plus important encore, réagir de manière proactive aux incidents dès qu'ils se produisent.

Même si les installations hydroélectriques modernes font toutes la surveillance des débits d'eau dans la centrale et dans la rivière en temps réel, ces nouveaux systèmes permettent désormais de surveiller le niveau d'eau dans la rivière en temps réel 24 heures sur 24 et, dans certaines circonstances, d'apporter des correctifs. Ceci permet à l'entreprise de s'assurer de respecter ses engagements contractuels et réglementaires, surtout en ce qui a trait au débit d'eau minimum, qui doit être maintenu dans la rivière en tout temps. De plus, les opérateurs ont reçu une formation additionnelle en matière d'intervention en cas d'inci-



Habitat compensatoire pour les poissons de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Tipella Creek, en Colombie-Britannique.



« Ces exhaustifs programmes de surveillance multidisciplinaires de cinq ans permettront à la Société de mieux comprendre et documenter l'impact réel de ses centrales hydroélectriques et de mieux répondre aux préoccupations de ses parties prenantes. Par la suite, les connaissances acquises grâce à ces études scientifiques indépendantes seront utilisées dans nos activités de développement ultérieures. »

– Matt Kennedy, vice-président, Environnement – région de l'Ouest

dent, et les mécanismes de déclaration d'incident ont été améliorés. Tous les incidents, même les plus petits, sont déclarés aux autorités gouvernementales fédérale et provinciale dans les 24 heures, puis font l'objet d'un suivi à l'aide d'un rapport plus détaillé. La grande majorité des incidents n'est pas significative et n'a aucun impact écologique. Néanmoins, chaque incident déclenche un examen interne qui permet d'en étudier les causes et de mettre en place des mesures pour éviter qu'il se reproduise. « *Le respect de l'environnement fait partie de notre culture; lorsqu'un incident se produit, nous enquêtons immédiatement et apportons des correctifs lorsque nécessaire* », déclare Matt Kennedy, vice-président, Environnement – région de l'Ouest.

PROGRAMMES DE SURVEILLANCE CONTINUE

De nouvelles réglementations environnementales plus rigoureuses en Colombie-Britannique exigent désormais la mise en place d'un programme de surveillance multidisciplinaire et exhaustif – surveillance des poissons, de l'eau (composition chimique et température), des insectes, de la faune, de la végétation – d'une durée de cinq ans et devant débuter dès la mise en service commerciale de la centrale.

Un tel programme sert à confirmer les prévisions contenues dans l'étude d'impact environnemental de chaque projet réalisée dans le cadre du processus de demande d'évaluation environnementale.

Toutes les centrales hydroélectriques d'Innergex construites en Colombie-Britannique au cours des cinq dernières années ont mis en branle un tel programme de surveillance exhaustif, et toutes les installations (y compris Brown Lake, qui est en exploitation depuis de nombreuses années et a dépassé le stade de surveillance biologique) font l'objet d'une surveillance en lien avec leurs exigences réglementaires. L'entreprise a également défini une politique interne de conformité et de minimisation des dommages pour toutes les centrales de la Colombie-Britannique, laquelle est présentement mise en œuvre.

Dans le cadre de ces programmes de surveillance exhaustifs, Innergex finance des études de terrain détaillées et collecte des données essentielles. L'entreprise est à mi-chemin de ces programmes de surveillance pour la majorité de ses installations en Colombie-Britannique, mais déjà les résultats s'annoncent encourageants.

Suite à la page 32

Photos de la conduite forcée de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau Tipella Creek, avant et après la restauration du site.
Une végétalisation réussie aide à réduire la superficie visible du site.



MESURES DE RESTAURATION DE SITE

Lorsque la construction est terminée, les règlements environnementaux stipulent que la région entourant le projet doit être restaurée, c'est-à-dire que des mesures de réhabilitation et de compensation doivent être prises afin de remettre le site dans un état semblable ou supérieur à ce qu'il était avant la construction. Cela réfère à diverses mesures, notamment le paysagement, la stabilisation du sol et la végétalisation. Une attention particulière est portée à la sélection d'espèces de plantes appropriées, qui procureront aux insectes et aux animaux la même nourriture qu'avant la construction, surtout en ce qui a trait à la végétation riveraine¹. Par la suite, pendant chacune des cinq années du programme de surveillance initial, des spécialistes indépendants feront l'examen des résultats des mesures de réhabilitation et de compensation.

GESTION RESPONSABLE DE LA VARIATION DU DÉBIT D'EAU

Les problèmes occasionnés par la variation du débit d'eau² sont relativement rares, et surviennent surtout durant les premières phases de mise en service d'une nouvelle centrale hydroélectrique. Innergex sait par expérience que les habitats de poissons de certains sites sont plus sensibles à des variations du débit d'eau que d'autres, et ceci détermine la vitesse à laquelle la centrale peut être démarrée ou arrêtée. Par conséquent, l'entreprise a développé un ensemble de procédures sur la gestion des variations du niveau d'eau qui sont spécifiques à chaque site, afin de protéger l'écologie des rivières sur lesquelles ses centrales sont installées. Il s'agit d'un processus qui a retenu particulièrement l'attention de l'entreprise ces dernières années et qui est en amélioration continue.

Malgré ces efforts, des incidents liés à la variation du débit d'eau surviennent de temps à autre, et dans de rares cas peuvent causer un échouement de poissons. À ce jour, un total de quatre incidents se sont produits à la suite desquels un total de 165 alevins morts ont été trouvés, pour l'ensemble des centrales hydroélectriques d'Innergex en Colombie-Britannique³. Ces incidents sont survenus durant les premières phases de mise en service. Innergex prend très au sérieux ces incidents et réagit immédiatement pour en cerner la cause et s'assurer qu'ils ne se reproduisent pas. Aucune des centrales hydroélectriques de l'entreprise en Colombie-Britannique n'a subi un incident d'échouement de poissons depuis avril 2011.

- 1 La végétation et l'écosystème qui bordent un cours d'eau et qui se trouvent entre la terre et l'eau.
- 2 La variation du débit d'eau dans une rivière se produit en raison de changements dans le débit qui doit passer par les turbines, à la suite d'un démarrage ou d'un arrêt des turbines.
- 3 Les centrales qui ont été acquises sont prises en compte à partir de la date de leur acquisition.



FOCUS

LA VISION D'INNERGEX EST DE PRODUIRE DE L'ÉNERGIE DURABLE POUR UN FUTUR PLUS VERT.

HABITATS COMPENSATOIRES POUR LES POISSONS

La protection de l'habitat de poissons et les mesures de compensation sont prescrites par la *Loi sur les pêches* fédérale. La construction de plusieurs centrales hydroélectriques d'Innergex en Colombie-Britannique a comporté la création d'habitats compensatoires pour les poissons, qui varient en taille de près de 4 000 m² à plus de 50 000 m². Des saumons de mer adultes y migrent et y pondent leurs œufs chaque automne ; et les dizaines de milliers de jeunes saumons qui y sont produits chaque année, retournent à la mer pour continuer leur cycle de vie. Ces habitats compensatoires seront entretenus pendant toute la durée de vie des centrales hydroélectriques. ■

Innergex a construit plusieurs habitats compensatoires pour les poissons sur ses sites en Colombie-Britannique. L'habitat compensatoire d'Ashlu Creek est de loin le plus grand, s'étalant sur 53 000 m² et comprenant plusieurs bassins et canaux communicants qui s'étendent sur l'équivalent de 10 terrains de football. Les centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave, qui sont présentement en construction, auront aussi un habitat compensatoire pour les poissons.





Jean La Couture est président du conseil d'administration d'Innergex énergie renouvelable inc.

ENTREVUE

STABILITÉ ET CROISSANCE SÉCURITÉ

Jean La Couture, président du conseil d'administration, fait le point sur le rôle et les priorités du conseil d'administration d'Innergex.

M. Jean La Couture, quelle est la priorité du conseil d'administration d'Innergex ?

Depuis toujours, la stabilité et la croissance sécuritaire d'Innergex demeurent nos priorités absolues.

Comment cela se traduit-il concrètement ?

Le conseil d'administration appuie pleinement la décision de la haute direction de privilégier une croissance interne par le développement de projets d'énergie renouvelable, de manière à créer une plus grande valeur ajoutée pour ses actionnaires.

Sans écarter le potentiel d'une croissance externe, l'équipe de direction verra à faire preuve de discernement dans l'étude d'acquisitions potentielles.

Quel rôle doit jouer, selon vous, le conseil d'administration d'une société cotée en Bourse ?

La première fonction d'un conseil d'administration est de veiller aux meilleurs intérêts des actionnaires de la société, et par le fait même de toutes ses parties prenantes.

Pour le conseil d'administration d'Innergex, la meilleure façon de s'acquitter de cette responsabilité est d'adhérer aux meilleures pratiques en matière de gouvernance. Cela s'inscrit tout à fait dans une perspective de développement durable, en complément à l'intégration de considérations d'ordre social, environnemental et économique dans la conduite des activités de la Société.

C'est quelque chose que vous faites déjà depuis plusieurs années. Y a-t-il d'autres changements en perspective ?

Nous avons effectivement travaillé à l'amélioration de nos pratiques au cours des dernières années, notamment en ce qui a trait à la gestion du risque par une revue complète des processus de gestion et de divulgation des risques, à la planification de la relève et à la rémunération de la haute direction.

Dans l'esprit de la théorie des petits pas, nous continuons d'améliorer notre façon de travailler, tout en demeurant attentifs aux opportunités et aux défis que présente, pour la Société, l'industrie de l'énergie renouvelable. ■

TAIRE

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	—	■	—
Lise Lachapelle	—	Président	■	—
Jean La Couture	■	■	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'Innertex depuis : 2003

LISE LACHAPELLE*

Occupation principale : Administratrice
de sociétés et consultante
Administratrice d'Innertex depuis : 2003

JEAN LA COUTURE* - Président
du conseil d'administration

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

RICHARD LAFLAMME*

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

DANIEL L. LAFRANCE*

Occupation principale : Premier vice-président
finances et approvisionnement, Chef de la direction
financière et secrétaire, Lantic inc. (entièrement
détenue par Rogers Sugar inc.)
Administrateur d'Innertex depuis : 2003

WILLIAM A. LAMBERT

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

MICHEL LETELLIER

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

*John A. Hanna, Lise Lachapelle, 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'Innertex énergie, Fonds de revenu et d'Innertex énergie renouvelable inc. Avant le regroupement stratégique, ils étaient tous fiduciaires d'Innertex énergie, Fonds de revenu depuis 2003.

Faits saillants financiers et opérationnels

SOMMAIRE FINANCIER

Pour les exercices terminés le 31 décembre
(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire)

	2012 ¹	2011 ¹	2010 ^{1b}	2009 ²	2008 ²
Production d'électricité (MWh)	2 148 450	1 905 426	1 227 435	823 989	862 394
Produits opérationnels	180 860	148 260	91 385	58 625	59 430
BAIIA ajusté ³	137 583	111 196	68 111	46 778	47 097
Dividende déclaré - par action privilégiée de série A	1,25	1,25	0,42	-	-
Dividende déclaré - par action privilégiée de série C ⁴	n/a	-	-	-	-
Dividende déclaré - par action ordinaire	0,58	0,58	0,61	0,68	0,68

1 Préparés conformément aux IFRS.

1b Redressés conformément aux IFRS.

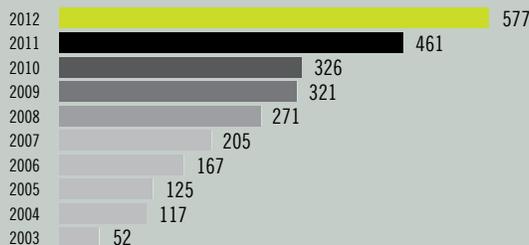
2 Préparés conformément aux PCGR canadiens.

3 Défini comme étant les produits opérationnels moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels.

4 Les actions privilégiées de série C ont été émises le 11 décembre 2012.

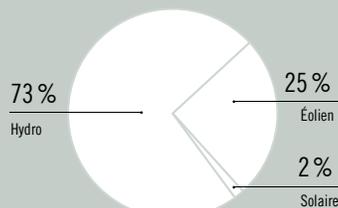
PUISSANCE INSTALLÉE NETTE

Au 31 décembre
(GWh)



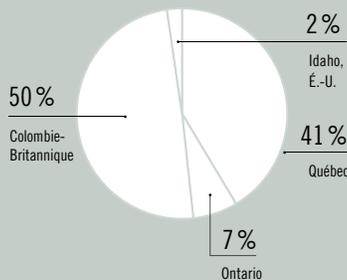
DIVERSIFICATION PAR SOURCE D'ÉNERGIE

Basé sur la production réelle consolidée (GWh)



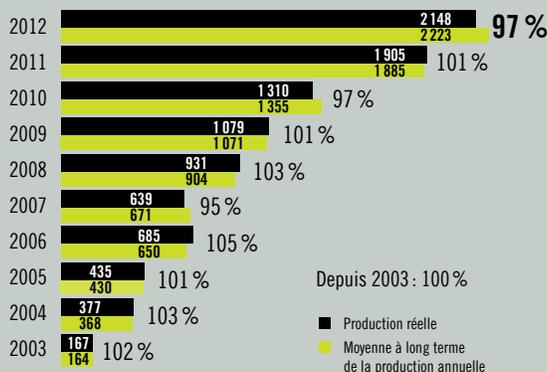
DIVERSIFICATION GÉOGRAPHIQUE

Basé sur la production réelle consolidée
(GWh)



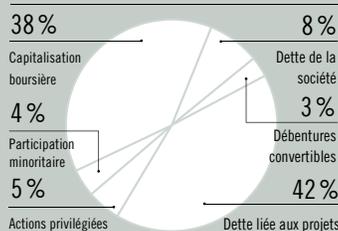
PRÉVISIBILITÉ DE LA PRODUCTION

(GWh)



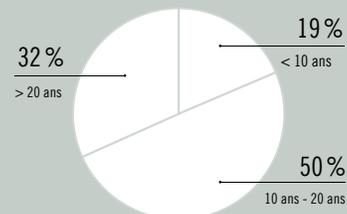
STRUCTURE DU CAPITAL

Au 31 décembre
(M\$)



ÉCHÉANCES DES CAÉ

Basé sur la moyenne à long terme de la production annuelle des sites en exploitation (GWh)



PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

ÉOLIEN

PROJET	LIEU	PUISSANCE INSTALLÉE BRUTE (MW)	PARTICIPATION D'INE	COÛTS DE CONSTRUCTION ESTIMÉS (M\$)	COÛTS AU 31 DÉC. 2012 (M\$)	DATE PRÉVUE DE MISE EN SERVICE
Viger-Denonville ¹	QC	24,6	50,0 %	36,6	3,4	T4 2013

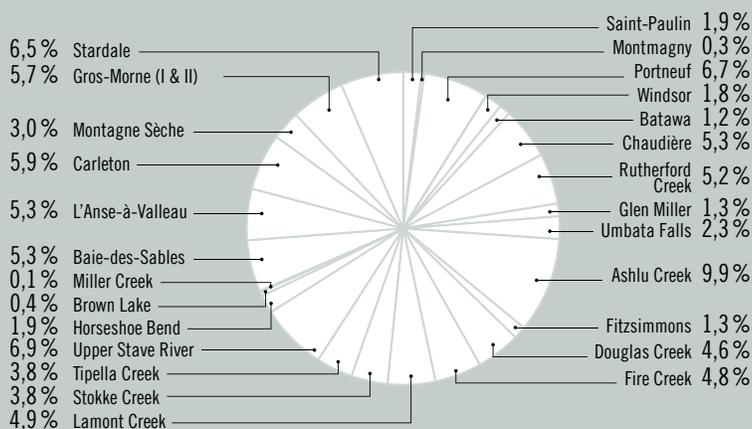
HYDRO

Kwoiek Creek	C.-B.	49,9	50,0 %	153,2	96,8	T4 2013
Northwest Stave River	C.-B.	17,5	100 %	91,4	51,3	T4 2013
Tretheway Creek	C.-B.	23,2	100 %	108,5	14,8	2015
Boulder Creek	C.-B.	25,3	66,7 %	116,9	2,5	2015
Upper Lillooet	C.-B.	81,4	66,7 %	317,6	7,5	2016
Big Silver Creek	C.-B.	40,6	100 %	191,8	28,0	2016

1. Les coûts correspondent à la participation de 50 % de la Société dans ce projet.

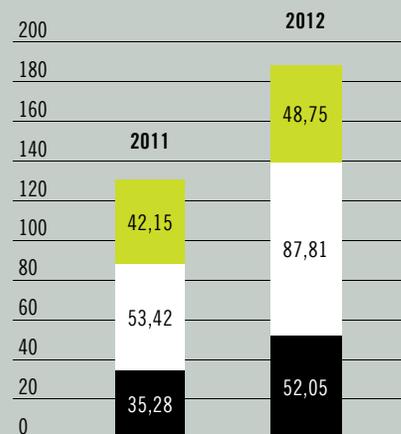
RÉPARTITION DES REVENUS PAR SITE

Basé sur les produits opérationnels de 2012 (M\$)



LIQUIDITÉS ET COMPTES DE RÉSERVE

Au 31 décembre (M\$)



■ Comptes de réserve
 ■ Liquidités et placements à court terme soumis à des restrictions
 ■ Trésorerie et équivalents de trésorerie

FAITS SAILLANTS 2012

La production d'électricité a augmenté de **13 %** par rapport à l'an passé

Les produits opérationnels ont augmenté de 22 % à **181 M\$**

La puissance installée nette a augmenté de 25 % à **577 MW**

28 Nombre d'installations en exploitation au 31 décembre
73 % Proportion d'énergie provenant de l'hydroélectricité

L'électricité que nous avons produite peut alimenter **180 000** foyers canadiens

Plus de **400 M\$** de levées de capitaux sur les marchés financiers

Mise en service d'un premier parc solaire de **33 MW_{DC}**

Mise en place d'un **RRD** (Régime de réinvestissement de dividendes)

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	2012	2013
Électricité produite	2 148 GWh +13 %	+10 % ¹
Produits opérationnels	180,9 M\$ +22 %	+10 % ¹
BAlIA ajusté	137,6 M\$ +24 %	+10 % ¹
Nombre d'installations en exploitation en fin d'année ²	28	31
Puissance installée nette en fin d'année	577 MW +25 %	631 MW +9 %
Production moyenne consolidée, annualisée	2 460 GWh +15 %	2 684 GWh ¹ +9 %

NOUS AVONS DIT QUE NOUS FERIONS	NOUS AVONS FAIT	NOUS FERONS
FINANCEMENT		
Financer Kwoiek Creek	Réalisé ✓ 168,5 M\$, 5,08 % 40 ans	—
Financer Northwest Stave	Complété à 90 %	Finaliser - approx. 75 M\$
Maintenir une structure de capital équilibrée dans le financement de la croissance afin de préserver le faible profil de risque de la Société	Réalisé ✓ Augmentation de la facilité de crédit de 75 M\$ Émission d'actions ordinaires de 124 M\$ Émission d'actions privilégiées de série C de 50 M\$ Mise en place d'un RRD	Refinancer Carleton - approx. 42 M\$ Financer ULHP ³ - approx. 370 M\$ Financer Tretheway Creek et Big Silver Creek - approx. 220 M\$ Financer Viger-Denonville - approx. 55 M\$
DÉVELOPPEMENT – CROISSANCE INTERNE		
Mettre en service le parc solaire Stardale	Réalisé ✓ 16 mai 2012	—
Mettre en service la phase II du parc éolien Gros-Morne	Réalisé ✓ 6 novembre 2012	—
Faire progresser la construction de la centrale hydro Kwoiek Creek	Réalisé ✓ Le projet respecte les délais et le budget	Mettre en service au 4 ^e trim.
Faire progresser la construction de la centrale hydro Northwest Stave	Réalisé ✓ Le projet respecte les délais et le budget	Mettre en service au 4 ^e trim.
Faire progresser l'obtention de permis des projets hydro Tretheway Creek et Big Silver Creek	Réalisé ✓ Certificats d'évaluation environnementale obtenus le 20 août 2012	Commencer la construction de Tretheway Creek et Big-Silver Creek
Faire progresser l'obtention de permis du groupe de projets hydro ULHP ³	Réalisé ✓ Certificat d'évaluation environnementale obtenu le 10 janvier 2013	Commencer la construction de Boulder Creek et Upper Lilloet
Faire progresser l'obtention de permis du projet éolien Viger-Denonville	Réalisé ✓ Décret environnemental obtenu le 23 janvier 2013 Le projet respecte les délais et le budget	Commencer la construction au printemps Mettre en service au 4 ^e trim.
—	—	Compléter le programme d'améliorations à Miller Creek à l'automne
CROISSANCE EXTERNE		
Continuer d'étudier des dossiers de fusions-acquisitions tout en demeurant très sélectifs et disciplinés dans notre approche	Acquisition des centrales hydro Brown Lake et Miller Creek en C.-B. Annonce de l'acquisition de la centrale hydro Magpie au QC Signature d'une lettre d'intention pour l'acquisition des autres actifs d'Hydromega	— Compléter l'acquisition Compléter l'acquisition
—	—	Étudier des occasions de fusions-acquisitions qui contribuent immédiatement aux flux de trésorerie

1 À partir du 1^{er} janvier 2013, les coentreprises de Umbata Falls et Viger-Denonville devront être comptabilisées en utilisant la méthode de comptabilité à valeur de consolidation, plutôt que la méthode de consolidation proportionnelle utilisée précédemment, conformément aux modifications des normes IFRS prenant effet (IAS 28 (2011)). Ces sites sont donc exclus des données à partir de 2013.

2 Les phases I et II du parc éolien Gros-Morne comptent pour un site.

3 ULHP comprend les projets hydroélectriques Upper Lilloet et Boulder Creek.

Renseignements pour les investisseurs

ACTIONS ORDINAIRES (TSX : INE)

Innergex énergie renouvelable inc. avait 93 659 866 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 10,35 \$ l'action, au 31 décembre 2012. Les actions de la Société se négocient à la Bourse de Toronto et font partie de l'Indice des titres à petite capitalisation S&P/TSX et de l'Indice des technologies propres S&P/TSX.

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. Elles sont notées P-3 par Standard & Poor's et Pfd-3 (faible) par DBRS.

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. Elles sont notées P-3 par Standard & Poor's et Pfd-3 (faible) par DBRS.

DÉBENTURES CONVERTIBLES (TSX : INE.DB)

Innergex énergie renouvelable 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 (à partir du 30 avril 2013, sauf en certaines circonstances). 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 renseignement 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. a mis en place un régime de réinvestissement de dividendes à l'intention de ses actionnaires ordinaires qui est entré en vigueur le 31 août 2012 et qui permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquérir des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces.

Pour plus de renseignements à propos du régime de réinvestissement de dividendes 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 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.

FOCUS

LA STRATÉGIE DE CRÉATION DE VALEUR POUR LES ACTIONNAIRES D'INNERGEX EST DE DÉVELOPPER OU D'ACQUÉRIR DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE DE GRANDE QUALITÉ QUI GÉNÈRENT DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSTANTS ET UN RENDEMENT SUR LE CAPITAL ÉLEVÉ, 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 – Relations avec les investisseurs
Tél. : 450-928-2550, mjprivyk@innergex.com

Ou visitez 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.

INNERGEX
SOLUTION

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

REVUE FINANCIÈRE

AU 31 DÉCEMBRE 2012

Table des matières

1	Rapport de gestion
41	Responsabilité de l'information financière
42	Rapport de l'auditeur indépendant
43	États financiers consolidés
51	Notes complémentaires aux états financiers consolidés
108	Renseignements pour les investisseurs

INNERGEX

RAPPORT DE GESTION

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

Le présent rapport de gestion porte sur la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour l'exercice clos le 31 décembre 2012. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 14 mars 2013, 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 2012. 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 annuels consolidés audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, ainsi que les données comparables de 2011, 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.

TABLES DES MATIÈRES

Établissement et maintien des CPCI et des CIIF	2
Information prospective	2
Vue d'ensemble	3
Stratégie de la Société	5
Tendances du marché	7
Activités en 2012	8
Information annuelle choisie	10
Activités de mise en service	12
Projets en développement	13
Projets potentiels	15
Résultats opérationnels	15
Liquidités et ressources en capital	20
Dividendes	21
Situation financière	21
Information sectorielle	29
Principales estimations comptables	32
Modifications de méthodes comptables	32
Risques et incertitudes	33
Renseignements supplémentaires et mises à jour	37
Renseignements financiers trimestriels	37
Événements postérieurs à la date de clôture	40

RAPPORT DE GESTION

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

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

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

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

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière et vice-président principal de la Société ont évalué l'efficacité des CPCI et des CIIF de la Société au 31 décembre 2012 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 2012. Il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF pendant l'exercice clos le 31 décembre 2012 qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la Société, à l'exception de l'élément suivant. Au cours de l'exercice, la Société a automatisé ses processus afin de réduire la probabilité d'erreurs humaines.

INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les actionnaires et les investisseurs éventuels sur les perspectives d'avenir de la Société, les rubriques du présent rapport de gestion peuvent contenir de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). L'information et les énoncés autres que des faits historiques contenus dans le présent rapport de gestion constituent de 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 », « prévoit », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « budget », « planifié », « prévisions » ou encore d'expressions ou de termes analogues, y compris à la forme négative, indiquant que certains événements se produiront ou ne se produiront pas.

L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, telles que la production prévue, les produits, les coûts des projets, le BAIIA ajusté ou les résultats projetés afin d'informer les investisseurs et les actionnaires de l'impact financier potentiel des projets en développement et de leur mise en service commercial, le cas échéant, des acquisitions récemment annoncées ou des résultats escomptés. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

RAPPORT DE GESTION

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

Cette information prospective exprime, en date du présent rapport de gestion, les estimations, prévisions, projections, attentes ou opinions de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs. Elle est assujettie à des risques connus et inconnus, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants, de sorte que les résultats ou le rendement réels de la Société pourraient différer sensiblement des résultats ou du rendement prévisionnels exprimés, évoqués ou présentés par elle. Les risques et incertitudes importants qui pourraient faire différer de façon significative les résultats réels et les événements futurs des attentes actuelles exprimées sont examinés à la rubrique « Risques et incertitudes » du présent rapport de gestion. Ils comprennent notamment les facteurs suivants : la capacité de la Société de mettre en oeuvre sa stratégie; la capacité d'obtenir des capitaux suffisants; les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés; les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les retards et les dépassements de coûts dans la construction et la conception des projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; l'incertitude relative au développement de nouvelles installations; l'obtention des permis; le caractère variable de l'exécution des projets et les pénalités qui s'y rattachent; la défaillance de l'équipement; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives régissant la dette actuelle et future; la déclaration de dividendes à la discrétion du conseil; l'obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité; la capacité de maintenir en fonction le personnel de la haute direction et les employés clés; les litiges; le défaut d'exécution des principales contreparties; les relations avec les intervenants; l'approvisionnement en matériel; les modifications de la réglementation et de facteurs politiques; la capacité à obtenir les terrains appropriés; la dépendance envers les contrats d'achat d'électricité; la dépendance envers les réseaux de transport; les redevances d'utilisation liées à l'eau et aux terrains; l'évaluation des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'énergie connexe; la sécurité des barrages; les catastrophes naturelles et les cas de force majeure; les fluctuations du taux de change; le caractère suffisant des garanties d'assurance; la possibilité que la notation de crédit ne reflète pas le rendement réel de la Société; les possibles responsabilités non divulguées liées aux acquisitions; l'intégration des installations et des projets acquis et devant être acquis; l'impossibilité de réaliser les avantages prévus des acquisitions; les fluctuations des produits tirés de la centrale Miller Creek compte tenu du prix au comptant de l'électricité; l'impossibilité de conclure une entente définitive et de réaliser l'acquisition des centrales hydroélectriques et des projets en développement d'Hydromega; la défaillance de l'infrastructure d'interconnexion et de transport partagée et l'introduction à l'énergie solaire photovoltaïque des centrales. L'information prospective est fondée sur certaines attentes et hypothèses formulées par la Société, notamment les attentes et les hypothèses relatives à l'accessibilité aux ressources en capital; l'absence de l'exercice de tout droit de résiliation; les conditions économiques et financières; le succès obtenu dans le développement de nouvelles installations et la performance des Installations en exploitation. Bien que la Société estime que les attentes et les hypothèses sur lesquelles se fonde l'information prospective sont raisonnables, le lecteur ne doit pas se fier indûment à cette information prospective, car aucune assurance ne peut être donnée qu'elle se révélera exacte. Les lecteurs du présent rapport de gestion sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective. L'information prospective, qu'elle soit écrite ou verbale, imputable à la Société ou à une personne qui agit en son nom, est expressément présentée sous réserve de cet avertissement. L'information prospective est présentée à la date du présent rapport de gestion et la Société ne s'engage nullement à la mettre à jour ni à la réviser pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieures à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la loi ne l'exige.

VUE D'ENSEMBLE

Général

La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable et ses actions sont inscrites à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole INE, INE.PR.A et INE.PR.C. La Société est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada depuis 1990 et 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. La Société est notée BBB- par Standard and Poor's Rating Services (« S&P ») et BBB (faible) par DBRS Limited (« DBRS »).

Portefeuille d'actifs

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

- 28 installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »). Mises en service entre novembre 1994 et novembre 2012, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 6,9 années. Elles vendent l'énergie produite en vertu de Contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante est de 18,2 années;

RAPPORT DE GESTION

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

- sept projets qui ont des dates prévues de mise en service commercial (les « Projets en développement »). Les travaux de construction sont en cours pour trois de ces projets et il est prévu que les travaux commenceront pour les quatre autres projets en 2013 et 2014. Les projets devraient être au stade de la mise en service commercial entre 2013 et 2016; et
- plusieurs projets pour lesquels certains droits d'utilisation des terrains ont été obtenus, pour lesquels une demande d'obtention de permis d'investigation a été présentée ou une proposition a été soumise aux termes d'un appel d'offres (« AO ») ou pourrait être soumise dans le cadre d'un programme d'offre standard (« POS ») ou d'un programme de tarifs de rachat garantis (« Programme de TRG ») (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
Énergie renouvelable.
Développement durable.

	Installations en exploitation	Projets en développement	Projets potentiels
Hydroélectricité			
Puissance brute :	408,5 MW	237,9 MW	1 000,0 MW
Puissance nette ¹ :	319,3 MW	177,4 MW	950,0 MW
Éolien			
Puissance brute :	589,5 MW	24,6 MW	2 085,0 MW
Puissance nette ¹ :	224,0 MW	12,3 MW	1 910,0 MW
Solaire			
Puissance brute :	33,2 MW	-	40,0 MW
Puissance nette ¹ :	33,2 MW	-	40,0 MW
Total			
Puissance brute :	1 031,2 MW	262,5 MW	3 125,0 MW
Puissance nette ¹ :	576,5 MW	189,7 MW	2 900,0 MW

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

Politique de dividende annuel

La Société a l'intention de verser un dividende annuel de 0,58 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement. Sa politique de dividende repose sur la capacité de produire des flux de trésorerie à long terme de ses Installations en exploitation. Les investissements d'Innergex dans les Projets en développement et les Projets potentiels sont financés au moyen des flux de trésorerie et d'une combinaison d'emprunts et de capitaux propres supplémentaires.

Indicateurs de rendement clés

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés qui incluent ou pourraient inclure l'énergie générée en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh »), les produits opérationnels moins les charges opérationnelles, les frais généraux et administratifs et les charges liées aux projets potentiels (« BAIIA ajusté »). Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La Société croit que ces indicateurs constituent une information additionnelle importante puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur le niveau de sa production et sa capacité à générer des fonds en plus de faciliter les comparaisons entre les périodes.

RAPPORT DE GESTION

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

Saisonnalité

La quantité d'énergie 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 ensoleillement moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits opérationnels de la Société et sur sa rentabilité. Innergex possède des participations dans 22 centrales hydroélectriques localisées sur 19 bassins versants, cinq parcs éoliens et un parc solaire, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits opérationnels. De plus, compte tenu de la nature de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant :

Énergie	PMLT ¹ (GWh et %) - Participation nette ²								
	T1		T2		T3		T4		Total
HYDRO	248,8	14 %	630,0	36 %	506,7	29 %	359,7	21 %	1 745,2
ÉOLIEN	213,6	32 %	142,8	21 %	112,8	17 %	207,3	31 %	676,5
SOLAIRE ³	7,4	19 %	12,6	33 %	12,8	33 %	5,9	15 %	38,7
Total	469,8	19 %	785,4	32 %	632,3	26 %	572,9	23 %	2 460,4

1. Production moyenne à long terme en 2013 pour les installations en exploitation au 31 décembre 2012.

2. Participation nette ajustée conformément aux règles de comptabilisation des produits selon les IFRS.

3. La moyenne à long terme pour un parc solaire diminue avec le temps en raison de la dégradation prévue des panneaux.

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

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

Relations stratégiques

La Société collabore souvent avec un partenaire stratégique ou financier. Dans de tels cas, la Société et le partenaire partagent 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 des Premières nations de Pic River (propriétaires de 51 % de la centrale Umbata Falls), la bande amérindienne de Kanaka Bar (propriétaire de 50 % du Projet en développement Kwoiek Creek), la Municipalité régionale de comté (« MRC ») de Rivière-du-Loup (propriétaire de 50 % du projet éolien communautaire Viger-Denonville) et Ledcor Power Group Ltd. (propriétaire de 33¹/₃ % de la centrale Fitzsimmons Creek et des Projets en développement Boulder Creek, North Creek et Upper Lillooet et d'autres Projets potentiels de Creek Power Inc.). Les partenaires financiers actuels sont notamment CC&L Infrastructure LP et LPF Infrastructure Fund (propriétaires de 34,99 % et de 15,00 %, respectivement, de Harrison Hydro LP).

Secteurs de croissance

La sensibilisation et les préoccupations croissantes liées à des questions comme l'accès à une énergie propre, la sécurité et l'efficacité énergétiques et les impacts environnementaux des combustibles fossiles traditionnels incitent les gouvernements fédéral et provinciaux 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 au Canada sont prometteuses.

La Société a tout lieu de croire que des occasions au titre d'AO continueront de se présenter, particulièrement au Québec, en Colombie-Britannique et en Ontario, puisque ces provinces ont fixé des cibles ambitieuses de production d'énergie renouvelable. Si la Société a par le passé concentré ses soumissions en réponse à des AO lancés dans ces trois provinces, où elle connaît habituellement un bon niveau de succès, elle continue de suivre attentivement la situation dans d'autres provinces où des occasions pourraient se présenter.

Au Québec, le gouvernement provincial a annoncé son intention d'accroître l'approvisionnement en énergie renouvelable provenant de sources éoliennes dans le cadre d'un AO prochain, dont les détails n'ont pas encore été communiqués. La Société compte plusieurs projets potentiels qu'elle pourrait soumettre dans le cadre d'un appel d'offres futur dans cette province, y compris un projet d'énergie éolienne de 150 MW mis au point en partenariat avec la Nation Mi'gmaq du Québec.

RAPPORT DE GESTION

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

En Ontario, l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OÉO ») a révisé les règles de son programme de tarifs de rachat garantis (le « Programme TRG ») en août 2012. Tout en maintenant l'engagement de la province à l'égard de l'énergie propre, les nouvelles règles visent à simplifier le processus de soumission et de sélection au moyen d'un système de points, à réduire les tarifs (22 % de moins pour les projets solaires de plus grande envergure et 15 % de moins pour les projets éoliens) dans le cadre d'une révision annuelle, à améliorer la participation à l'échelle municipale et à encourager celle des Autochtones et des communautés. Les exigences de contenu local ont été maintenues, bien que celles-ci fassent présentement l'objet de contestations devant l'Organisation mondiale du commerce. Une période de soumission en vertu du Petit Programme de TRG a été ouverte du 14 décembre 2012 au 18 janvier 2013 (pour les projets de moins de 500 kW). Une période de soumission en vertu du Grand Programme de TRG est prévue pour 2013. La Société compte plusieurs projets qui pourraient être soumis aux termes du Programme de TRG de l'Ontario (se reporter à la rubrique « Projets potentiels » du présent rapport de gestion).

En Colombie-Britannique, BC Hydro a révisé les modalités de son POS en janvier 2011. Entre autres, la capacité maximale des projets a été augmentée (de 9,9 MW à 15,0 MW), de même que les tarifs d'électricité applicables à chaque région. La Société compte plusieurs Projets potentiels qui pourraient être admissibles à ce programme et qui sont toujours à l'étude en vue d'une éventuelle soumission.

Aux États-Unis, l'équipe de direction de la Société continuera à évaluer les possibilités, particulièrement à la lumière de l'objectif renouvelé de l'administration actuelle des États-Unis d'augmenter la production d'énergie renouvelable. Le programme de la Maison-Blanche *Blueprint for a Secure Energy Future* prévoit que 80 % de l'électricité produite aux États-Unis proviendra d'un ensemble diversifié de sources d'énergie faibles en carbone à l'horizon 2035, y compris des sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, la biomasse et l'hydroélectricité. La production d'énergie renouvelable à partir de sources éoliennes et solaires a plus que doublé aux États-Unis au cours des quatre dernières années et a compté pour 2,7 % de la production d'électricité nette pour les neuf premiers mois de 2012.

Diversification

La Société peut également connaître une expansion au moyen de l'acquisition de projets potentiels et en développement qui sont à différentes étapes de développement, ou encore d'actifs de production d'énergie qui sont déjà en service commercial. Comme elle l'a fait dans le passé, Innergex continuera à concentrer ses efforts sur le développement de centrales hydroélectriques, de parcs éoliens et de parcs solaires. La Société peut également réaliser une expansion au moyen d'autres formes de production d'énergie propre et renouvelable si des occasions rentables se présentent. Des projets futurs pourraient être mis en **œuvre** dans n'importe quelle région où des occasions existent, mais la Société prévoit que la plupart de ces occasions s'offrent au Canada et aux États-Unis.

Facteurs clés de croissance

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

- i) la demande d'énergie renouvelable de la population et des gouvernements;
- ii) 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;
- iii) sa capacité à conclure des CAÉ attrayants et à obtenir les permis environnementaux et autres permis requis;
- iv) sa capacité à prévoir convenablement le total des coûts de construction, les produits opérationnels et les charges pour chacun de ses projets;
- v) sa capacité à réaliser des acquisitions qui ajoutent de la valeur; et
- vi) la disponibilité du financement.

Capacité de livrer les 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 du processus, cette équipe a une feuille de route éprouvée quant à la réalisation de ses projets avant la date de mise en service commercial prescrite par les CAÉ, et ce, sans dépassement de coûts important. 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 diverses sociétés d'ingénierie indépendantes pour l'assister dans l'analyse de la faisabilité de ses projets. Au 31 décembre 2012, la Société comptait 146 employés (y compris les employés de Cartier Énergie Éolienne).

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 :

- i) l'eau;
- ii) le vent;
- iii) le soleil;
- iv) la biomasse (par exemple, des déchets ligneux provenant de l'exploitation des produits forestiers) et les gaz d'enfouissement; et
- v) les sources géothermiques, comme la chaleur ou la vapeur.

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 :

- i) la demande croissante d'énergie;
- ii) la disponibilité de contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties ayant une bonne cote de crédit, 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;
- iii) la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès aux marchés régionaux de l'électricité;
- iv) l'efficacité des producteurs indépendants d'énergie; et
- v) l'intensification des mesures incitatives mises de l'avant par les gouvernements.

Par ailleurs, le prix du gaz naturel a baissé au cours des dernières années. Cette variation de prix pourrait avoir un impact sur la demande d'énergie renouvelable à court terme ainsi que sur les prix de vente inclus dans les CAÉ futurs.

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. Plusieurs provinces prévoient faire des investissements importants dans le réseau de transport d'énergie électrique afin de mettre sur le marché cette énergie.

En réponse à la tendance à long terme en faveur de politiques plus strictes en matière de protection de l'environnement, divers gouvernements provinciaux ont instauré des Normes en matière d'offre d'énergie renouvelable (« NOER ») qui établissent une cible d'augmentation de la proportion d'électricité renouvelable par rapport à l'ensemble de l'électricité produite afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps. Ces NOER reflètent habituellement les différentes questions liées aux ressources associées à la production d'électricité, compte tenu de la structure de l'industrie électrique et des conditions géographiques de chaque province. Bien que ces normes soient parfois appliquées et mises en œuvre sous forme d'objectifs ou de cibles plutôt que d'exigences obligatoires, les autorités provinciales ou leurs entreprises de services publics s'en servent pour s'approvisionner en sources d'énergie renouvelable et, dans certains cas, offrent des CAÉ dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels. Le processus d'appels d'offres concurrentiels vise à assurer que les cibles visées par les NOER sont atteintes au coût le plus bas possible et compte tenu de la probabilité la plus haute d'exécution du projet. Plusieurs provinces visent un pourcentage déterminé d'électricité provenant de sources renouvelables :

- Colombie-Britannique - production d'au moins 93 % de l'électricité totale à partir de sources propres ou renouvelables et établissement de l'infrastructure nécessaire au transport de cette électricité;
- Manitoba - production d'énergie éolienne installée de 1 000 MW d'ici 2015;
- Nouveau-Brunswick - production d'énergie renouvelable représentant 10 % de la production d'électricité totale d'ici 2016 et part de 40 % des ventes d'électricité sous forme d'énergie renouvelable dans la province d'ici 2020;
- Terre-Neuve-et-Labrador - développement de 80 MW d'énergie éolienne sur l'île de Terre-Neuve;
- Nouvelle-Écosse - production de 25 % de l'électricité totale à partir de sources renouvelables d'ici 2015 et de 40 % d'ici 2020;

RAPPORT DE GESTION

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

- Ontario - accroissement de la production d'énergie hydroélectrique à 9 000 MW (+10,7 %) et puissance installée de 10 700 MW à partir de l'énergie éolienne et solaire et de la bioénergie d'ici 2018;
- Île-du-Prince-Édouard - production d'énergie éolienne installée de 500 MW d'ici 2013 et doublement du volume selon les NOER à 30 % de l'électricité totale provenant de sources renouvelables d'ici 2013;
- Québec - production d'énergie éolienne installée de 4 000 MW d'ici 2015 et capacité supplémentaire de 100 MW d'énergie éolienne pour chaque tranche de 1 000 MW de production d'énergie hydroélectrique supplémentaire; et
- Saskatchewan - production d'énergie éolienne installée de 200 MW d'ici 2015.

Par conséquent, plusieurs provinces ont publié, ou préparent, de nouveaux AO, POS et Programmes de TRG importants, ou révisent ceux en vigueur, en vue d'augmenter la puissance installée de production d'électricité provenant de sources renouvelables. 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.

Le Canada bénéficie de ressources hydrologiques abondantes qui sont uniques. Compte tenu d'une puissance hydroélectrique installée estimée de plus de 70 000 MW, il est le deuxième 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 nous permettent de croire que la production d'énergie hydroélectrique continuera d'être une importante source d'énergie abordable pendant plusieurs années. Les corridors de transport au Canada ont traditionnellement relié les principales installations aux grands centres consommateurs, ce qui signifie que les investissements stratégiques dans de nouveaux corridors de transport joueront un rôle important dans la mise en œuvre de projets hydroélectriques et d'autres projets isolés de production d'énergie renouvelable.

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 neuvième rang pour la production d'énergie éolienne dans le monde avec une puissance installée de 6 201 MW à la fin de 2012, soit une hausse de 18 % par rapport à l'année précédente. En outre, plus de 6 000 MW de projets d'énergie éolienne font l'objet de contrats qui seront réalisés au cours des quatre prochaines années. Plusieurs raisons expliquent la vitalité de l'industrie de l'énergie éolienne, notamment les normes provinciales en matière d'offre d'énergie renouvelable, des délais relativement courts de construction et des bonnes sources d'énergie éolienne, y compris des vastes côtes et des vents forts dans diverses régions rurales, ainsi que des nombreux appels d'offres 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. Au 31 mars 2012, l'Office de l'électricité de l'Ontario a indiqué que la puissance installée d'énergie photovoltaïque solaire en service commercial s'élevait à 482 MW, et qu'une puissance supplémentaire de 1 536 MW était en développement. L'Ontario devrait demeurer le principal marché pour la fabrication et le déploiement de systèmes photovoltaïques solaires au Canada, mais les gouvernements à tous les paliers au pays envisagent des mesures incitatives pour encourager le développement de l'industrie solaire canadienne, qui devrait continuer à afficher de solides taux de croissance au cours de la prochaine décennie.

ACTIVITÉS EN 2012

Conclusion du financement du projet Kwoiek Creek

Le 17 juillet 2012, la Société a annoncé que Kwoiek Creek Resources Limited Partnership avait conclu un financement de projet sans recours aux fins de la construction et un emprunt à terme de 168,5 M\$ pour le projet Kwoiek Creek. Le prêt à la construction portera un taux d'intérêt fixe de 5,075 %; il sera ensuite converti en prêt à terme de 39 ans lors de la mise en service commercial du projet et il sera amorti sur une période de 36 ans trois ans plus tard. Ce financement a été conclu avec un groupe de compagnies d'assurance-vie composé de La Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers, à titre d'agent et de prêteur principal, ainsi que de La Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie et de La Great-West, compagnie d'assurance-vie, à titre de prêteurs.

Augmentation de la facilité de crédit rotatif à terme à 425,0 M\$

Le 17 juillet 2012, Innergex a annoncé qu'elle avait exercé en partie l'option accordéon sur sa facilité de crédit rotatif à terme, augmentant sa capacité d'emprunt de 350,0 M\$ à 425,0 M\$. Toutes les modalités du prêt demeurent inchangées, y compris l'échéance du mois d'août 2016.

RAPPORT DE GESTION

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

Entente de partenariat avec la Mi'gmawei Mawiomi

Le 20 juillet 2012, la Société et la Mi'gmawei Mawiomi (la Nation Mi'gmaq du Québec) ont annoncé qu'elles avaient conclu une entente de partenariat visant le développement, le financement, la construction et l'exploitation d'un parc éolien de 150 MW dans la péninsule gaspésienne au Québec. Les deux partenaires comptent soumettre le projet dans le cadre d'un AO futur pour la mise en service d'installations d'énergie éolienne.

Annnonce de l'acquisition potentielle d'une centrale hydroélectrique en exploitation au Québec

La Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente définitive avec le groupe de sociétés Hydromega (« Hydromega ») visant l'acquisition de sa participation de 70 % dans la centrale hydroélectrique de 40,6 MW Magpie située dans la Municipalité régionale de comté (MRC) de Minganie, dans le nord-est du Québec. La Société a également signé une lettre d'intention avec Hydromega visant l'acquisition de sa participation dans six autres actifs, y compris une centrale hydroélectrique de 30,5 MW au Québec, quatre projets hydroélectriques en construction d'une puissance installée totale de 22,0 MW en Ontario, et un projet hydroélectrique en développement d'une puissance installée de 10,0 MW, également en Ontario, tous avec des contrats d'achat d'électricité. Concurrément, la Société a signé une convention de dépôt de 25,0 M\$, qui porte intérêt au taux de 7,0 % par année et qui sera appliqué en contrepartie du coût d'acquisition de tout actif d'Hydromega lors de la clôture de l'acquisition.

Magpie est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau ayant une production annuelle moyenne de 185 000 MWh. Toute l'électricité qu'elle produit fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité avec Hydro-Québec venant à échéance en 2032. En janvier 2013, Hydromega a complété les renégociations avec la MRC de Minganie, à la suite desquelles Hydromega détient essentiellement la totalité de Magpie, en contrepartie de quoi la MRC de Minganie i) détient une débenture convertible, qui lui confèrera une participation de 30 % dans la centrale lors de la conversion de la débenture le 1er janvier 2025, et ii) reçoit des redevances annuelles additionnelles jusqu'à la conversion de la débenture.

Le coût d'achat final de cet actif sera de 28,4 M\$, plus un ajustement pour le fonds de roulement et la prise en charge d'une dette liée au projet à taux fixe de 51,0 M\$. De plus, à partir du 31 août 2012 et jusqu'à la clôture de l'acquisition, la majorité des flux de trésorerie nets générés par Magpie s'accumuleront au profit de la Société.

Les acquisitions de Magpie et des autres actifs d'Hydromega n'ont pas encore clôturé pour plusieurs raisons, notamment les renégociations entre Hydromega et la MRC de Minganie, l'obtention du consentement requis des créanciers de premier rang d'Hydromega et la réorganisation partielle de la structure corporative d'Hydromega. Désormais, il est prévu que la clôture de l'acquisition de Magpie et celle des autres actifs d'Hydromega se feront concurrément, au cours des mois qui viennent.

La Société estime que le retard à clôturer ces transactions n'est qu'un contretemps temporaire, car elle croit que les centrales et les projets en développement d'Hydromega sont des actifs de grande qualité et de très long terme, et que leur acquisition contribuera d'une manière favorable à sa performance opérationnelle et la génération de flux de trésorerie pour des années à venir.

Par ailleurs, lors de la clôture de l'acquisition prévue des actifs d'Hydromega, la Société prévoit émettre environ 125,0 M\$ d'actions ordinaires, y compris 75,0 M\$ en guise de paiement aux actionnaires d'Hydromega, plutôt que de faire des prélèvements additionnels sur la facilité à terme de crédit rotatif.

Placement privé d'actions ordinaires de 123,7 M\$

Le 26 juillet 2012, la Société a annoncé qu'elle avait conclu un placement privé avec la Caisse de dépôt et placement du Québec et un autre investisseur institutionnel visant l'émission d'un total de 12 040 499 actions ordinaires, au prix de 10,27 \$ l'action, pour un produit brut de 123,7 M\$. Une partie du produit a servi à financer l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek conclue le 12 octobre 2012 et le dépôt de 25,0 M\$ pour l'acquisition potentielle d'actifs d'Hydromega.

Mise en oeuvre d'un régime de réinvestissement de dividendes

Le 31 août 2012, la Société a annoncé la mise en oeuvre d'un régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») à l'intention de ses actionnaires. Le régime donne aux actionnaires ordinaires admissibles la possibilité de réinvestir une partie ou la totalité des dividendes qu'ils reçoivent dans l'achat d'actions ordinaires supplémentaires de la Société, de façon efficace et économique. Ces actions peuvent être obtenues au moyen de l'achat sur le marché libre ou de l'émission de nouvelles actions. Depuis la mise en oeuvre, les actions achetées en vertu du RRD l'ont été à partir de l'émission de nouvelles actions le 15 octobre 2012 et le 15 janvier 2013 et leur prix d'achat a été de 10,52 \$ et 9,93 \$, respectivement. Ces prix ont été établis d'après le cours moyen pondéré des actions ordinaires à la Bourse de Toronto pendant les cinq jours ouvrables précédant immédiatement la date de versement de dividendes, moins un escompte de 2,5 %. Toute décision du conseil d'administration de la Société (le « Conseil d'administration ») destinée à modifier la méthode d'achat des actions ou l'escompte accordé sur le prix d'achat des nouvelles actions émises sera annoncée par voie de communiqué.

Pour obtenir plus de renseignements sur le RRD d'Innergex, veuillez communiquer avec Computershare ou visiter la section Régime de réinvestissement de dividendes sur www.innergex.com.

RAPPORT DE GESTION

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

Annulation de l'acquisition du projet éolien Wildmare en Colombie-Britannique

Le 1^{er} octobre 2012, la Société a annoncé qu'elle a mis fin à son entente avec Finavera Wind Energy visant l'acquisition de son projet de parc éolien Wildmare de 77 MW situé en Colombie-Britannique. Malgré les efforts fournis de part et d'autre, plusieurs des conditions de clôture n'ont pas été satisfaites à la date de clôture prescrite du 30 septembre 2012. La Société considérait chacune de ces conditions comme essentielles à la réussite du projet. Après un examen approfondi, la Société a décidé de ne pas reporter la date de clôture.

Conclusion de l'acquisition de deux centrales hydroélectriques en exploitation en Colombie-Britannique

Le 12 octobre 2012, la Société a annoncé la conclusion de l'acquisition auprès de Capital Power Corporation des centrales hydroélectriques au fil de l'eau Brown Lake et Miller Creek situées en Colombie-Britannique. Le coût d'achat de 68,6 M\$ et les coûts de transaction afférents de cette acquisition ont été financés par une combinaison de prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif de la Société et une portion du produit d'un placement privé d'actions ordinaires effectué en juillet 2012.

Brown Lake est une centrale de 7,2 MW qui génère une production annuelle moyenne de 51 800 MWh. L'électricité produite est vendue à BC Hydro en vertu d'un contrat d'achat d'électricité qui vient à échéance en 2016. La Société compte doubler la puissance installée de la centrale à 14,4 MW et augmenter sa production annuelle prévue de 27 000 MWh, pour un investissement additionnel d'environ 20,0 M\$. Miller Creek est une centrale de 33 MW qui génère une production annuelle moyenne de 97 900 MWh. L'électricité produite est vendue à BC Hydro en vertu d'un contrat d'achat d'électricité qui vient à échéance en 2023. La Société compte améliorer la conduite forcée et la prise d'eau, ce qui devrait permettre d'augmenter la production annuelle moyenne de la centrale de 4 895 MWh, pour un investissement additionnel d'environ 8,5 M\$.

Émission d'actions privilégiées pour un total de 50 M\$

Le 11 décembre 2012, la Société a annoncé la conclusion d'un placement par voie de prise ferme d'Actions privilégiées rachetables à taux fixe et à dividende cumulatif de série C (les « Actions privilégiées de série C »). La Société a émis un total de 2 000 000 d'Actions privilégiées de série C au prix de 25,00 \$ l'action, pour un produit brut global de 50,0 M\$. Le placement a été effectué par l'entremise d'un syndicat de preneurs fermes dont les co-chefs de file sont Valeurs Mobilières TD Inc., Financière Banque Nationale Inc. et BMO Marchés des capitaux. La Société a utilisé le produit pour rembourser une partie de sa facilité à terme de crédit rotatif et aux fins des besoins généraux de l'entreprise. Les porteurs des 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, à un taux annuel égal à 1,4375 \$.

Les Actions privilégiées de série C sont notées P-3 par S&P et Pfd-3 (faible) par DBRS.

Pour de plus amples renseignements au sujet des Actions privilégiées de série C, veuillez vous reporter au « prospectus simplifié » daté du 4 décembre 2012, accessible sur le site Web d'Innergex à www.innergex.com et sur le site Web SEDAR à www.sedar.com.

RAPPORT DE GESTION

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

INFORMATION ANNUELLE CHOISIE

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Production (MWh)	2 148 450	1 905 426	1 227 435
Produits opérationnels	180 860	148 260	91 385
Charges opérationnelles, frais généraux et administratifs	38 865	34 591	20 903
Perte nette	(5 383)	(43 704)	(68 703)
Résultat net attribuable aux propriétaires			
de la société mère	1 405	(40 547)	(68 635)
(\$ par action ordinaire - de base)	(0,03)	(0,59)	(1,13)
(\$ par action ordinaire - dilué)	(0,03)	(0,59)	(1,13)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	86 557	75 681	55 530
Total de l'actif	2 323 953	2 033 409	947 140
Passifs financiers à long terme :			
Dette liée aux installations en exploitation	1 013 031	892 873	349 127
Dette liée aux projets en construction	223 143	148 511	7 086
Dette liée aux projets en développement	17 927	8 129	2 476
Instruments financiers dérivés	64 023	71 158	22 597
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	13 063	41 267	—
Composante passif des débentures convertibles	79 655	79 490	79 334
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	4 250	4 250	1 431
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	50 693	43 990	26 086
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	580 321	464 717	358 900

Comparaison entre 2012, 2011 et 2010

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les augmentations de la production, des produits opérationnels et des charges opérationnelles, frais généraux et administratifs sont principalement attribuables à l'ajout des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne, du parc solaire Stardale et des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek. Elles s'expliquent également par l'ajout de six centrales hydroélectriques (les « Centrales en exploitation de Harrison ») dans le cadre de l'acquisition de Cloudworks Energy Inc. (« l'Acquisition de Cloudworks »), réalisée en avril 2011. Les hausses de la dette à long terme sont attribuables principalement aux prêts pour Montagne Sèche, Stardale et Kwoiek Creek et aux prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif pour Gros-Morne et Northwest Stave River. L'augmentation des capitaux propres est liée essentiellement à l'émission d'actions ordinaires et privilégiées.

Les principales différences entre 2011 et 2010 tiennent à l'Acquisition de Cloudworks.

La diminution de la perte nette entre 2012 et 2011 est attribuable principalement à un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 8,3 M\$ en 2012, comparativement à une perte nette latente sur instruments dérivés de 61,5 M\$ en 2011 et une augmentation de 26,4 M\$ du BAIIA ajusté, qui est présentée en détail dans le tableau Résultats financiers. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une hausse de 10,2 M\$ des frais de financement et une augmentation de 14,8 M\$ de l'amortissement. La diminution de la perte nette entre 2011 et 2010 s'explique principalement par un accroissement des produits opérationnels, partiellement contrebalancé par des hausses des charges opérationnelles, frais généraux et administratifs (variation nette de 43,2 M\$). Elle s'explique également par une perte latente de 51,8 M\$ sur le capital des porteurs de parts comptabilisée en 2010, partiellement contrebalancée par une perte nette latente de 61,5 M\$ sur instruments financiers dérivés (perte nette de 20,8 M\$ en 2010).

Le tableau suivant présente l'incidence sur la perte nette du profit net latent et réalisé (de la perte nette latente et réalisée) sur instruments financiers dérivés, la perte latente sur le capital des porteurs de parts et les distributions déclarées aux porteurs de parts avant le regroupement d'Innergex Énergie, Fonds de revenu et d'Innergex le 29 mars 2010 :

RAPPORT DE GESTION

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

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Perte nette	(5 383)	(43 704)	(68 703)
Ajouter (déduire) : (Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(8 342)	61 479	20 761
Ajouter : Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	14 127	—	—
Ajouter : Perte latente sur capital des porteurs de parts	—	—	51 761
Ajouter : Distributions déclarées aux porteurs de parts	—	—	7 238
Moins : Économies d'impôt différé lié aux éléments ci-dessus	1 504	16 599	5 605
Total	(1 102)	1 176	5 452

Les augmentations des dividendes déclarés sur les actions ordinaires entre 2010 et 2011 et entre 2011 et 2012 sont attribuables principalement à l'accroissement du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

ACTIVITÉS DE MISE EN SERVICE

Le tableau qui suit présente les Installations en exploitation qui ont été mises en services au cours des 12 derniers mois :

Nom du projet et emplacement	Puissance installée nette (MW)	PMLT nette estimée (GWh)	Coûts totaux de projets			Date de MSC ² estimée initiale et réelle	Prévisions, première année	
			Estimés ¹ (M\$)	Révisés ¹ (M\$)	Au 31 déc. 2012 (M\$)		Produits ¹ (M\$)	BAIIA ¹ ajusté (M\$)
<i>SOLAIRE (Ontario)</i>								
Stardale	33,2	39,0	141,7	141,7	138,9	T2 2012	16,4	15,0
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>								
Gros-Morne II ³	42,2	129,6	68,0 ⁴	65,1 ⁴	64,4	T4 2012	9,0 ⁴	7,8 ⁴

1. Cette information vise à informer le lecteur au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Veuillez vous reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

2. Date de mise en service commercial.

3. Toutes les données correspondent à la participation de 38 % de la Société dans ce projet.

4. Voir le paragraphe « Gros-Morne II » ci-après pour plus de détails.

Stardale

Le 16 mai 2012, Innergex a annoncé la mise en service commercial du parc solaire Stardale (« Stardale»). Ce parc solaire est situé à East-Hawkesbury, en Ontario.

Stardale comprend environ 144 000 modules photovoltaïques polycristallins SolarWorld, pour une puissance installée totale de 33,2 MW_{DC} (27 MW_{AC}) et une production annuelle initiale estimée de 39 000 MWh. Toute l'électricité livrée par Stardale fait l'objet de trois contrats à prix fixe d'une durée de 20 ans du Programme d'offre standard en matière d'énergie renouvelable (« POSER »), conclus avec l'Office de l'électricité de l'Ontario. Au cours de ses huit premiers mois d'exploitation, Stardale a produit 33 374 MWh.

Gros-Morne II

Le 6 novembre 2012, Innergex a annoncé la mise en service commercial de la phase II du parc éolien Gros-Morne (« Gros-Morne II »). Ce parc éolien est situé dans les municipalités de Saint-Maxime-du-Mont-Louis et de Sainte-Madeleine-de-la-Rivière-Madeleine, sur la péninsule gaspésienne du Québec.

La mise en service de Gros-Morne II complète le programme de développement de Cartier Énergie Éolienne, qui englobe 589,5 MW de puissance installée brute d'énergie éolienne au Québec. Innergex détient une participation de 38 % dans Cartier Énergie Éolienne et en assume 50 % de la gestion.

Gros-Morne II compte 74 éoliennes d'une puissance installée totale de 111,0 MW et d'une production annuelle estimée de 341 135 MWh. À la suite de la mise en service de Gros-Morne II, Gros-Morne Phase I et II seront dorénavant désignés comme un seul parc éolien d'une puissance installée brute de 211,5 MW et d'une production annuelle moyenne prévue de 650 000 MWh. Toute l'électricité produite fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité avec Hydro-Québec, dont le prix sera rajusté annuellement en fonction d'une portion de l'indice des prix à la consommation, et qui vient à échéance en novembre 2032.

RAPPORT DE GESTION

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

Ajustements aux coûts de projets et aux produits de Gros-Morne

Les coûts de projets totaux estimés ont été révisés pour être ajustés en fonction des indices inclus dans l'accord d'approvisionnement en turbines. Comme le CAÉ prévoit un ajustement correspondant du prix de vente reçu d'Hydro-Québec, basé sur des indices similaires, les produits et le BAIIA ajusté prévus pour la première année ont également été révisés et ajustés en conséquence.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

La Société compte actuellement sept projets qui devraient être mis en service commercial entre 2013 et 2016.

PROJETS EN CONSTRUCTION

Nom du projet et emplacement	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MSC	PMLT brute estimée (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés ¹ (M\$)	Au 31 déc. 2012 (M\$)	Produits ¹ (M\$)	BAIIA ajusté ¹ (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Kwoiek Creek	50,0	49,9	T4 2013	215,0	40	153,2	96,8	18,2	14,8
Northwest Stave River	100,0	17,5	T4 2013	61,9	40	91,4	51,3	7,4	5,9
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Viger-Denonville	50,0	24,6	T4 2013	67,6	20	36,6 ²	3,4 ²	5,2 ²	4,2 ²

1. Cette information vise à informer le lecteur au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Veuillez vous reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

2. Correspondent à la participation de 50 % de la Société dans ce projet.

Hydroélectricité

Kwoiek Creek

Les travaux de construction de cette centrale hydroélectrique ont débuté au dernier trimestre de 2011. À la fin de 2012, l'érection de la superstructure en acier de la centrale était terminée, la construction de la prise d'eau était toujours en cours ainsi que la construction de la ligne de transport et l'installation de la conduite forcée. En date du présent rapport de gestion, les travaux de construction progressaient selon le calendrier et le budget. Les activités en cours comprennent le montage et l'installation des turbines et des alternateurs. La construction de l'habitat compensatoire pour les poissons a été interrompue pour l'hiver et reprendra au printemps 2013.

Northwest Stave River

La construction de cette centrale hydroélectrique a débuté au dernier trimestre de 2011. À la fin de 2012, tous les travaux de génie civil à la centrale étaient pratiquement terminés et le barrage de diversion était achevé. En date du présent rapport de gestion, les travaux de construction progressaient selon le calendrier et le budget. Comme prévu, les activités de construction ont été interrompues pour l'hiver; elles reprendront au printemps 2013.

Énergie éolienne

Viger-Denonville

Le décret gouvernemental et le certificat d'autorisation des travaux de déboisement ont été émis en janvier 2013. En date du présent rapport de gestion, le contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction a été exécuté et les permis ainsi que le certificat d'autorisation des travaux de construction ont été reçus. Les activités actuelles comprennent le déboisement, la construction de la route et l'installation du site.

RAPPORT DE GESTION

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

PROJETS EN PHASE D'OBTENTION DES PERMIS

Nom du projet et emplacement	Propriété (%)	Puissance installée brute (MW)	Date prévue de MSC	PMLT brute estimée (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		
						Estimés ¹ (M\$)	Révisés (\$M)	Au 31 déc. 2012 (\$M)
<i>HYDRO (British Columbia)</i>								
Boulder Creek	66,7	25,3	2015	92,5	40	84,2	116,9	2,5
Tretheway Creek	100,0	23,2	2015	81,9	40	91,5	108,5	14,8
North Creek	66,7	16,0	2016	59,7	40	72,0	72,0	0,1
Upper Lillooet	66,7	81,4	2016	334,0	40	264,2	317,6	7,5
Big Silver Creek	100,0	40,6	2016	139,8	40	165,4	191,8	28,0

1. Cette information vise à informer le lecteur au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Veuillez vous reporter à la rubrique « Information prospective » pour obtenir des renseignements détaillés.

Hydro

Boulder Creek, North Creek et Upper Lillooet

En janvier 2013, une étape importante a été franchie lorsque ces projets ont obtenu leur certificat d'évaluation environnementale de la province de Colombie-Britannique. Les activités en cours portent sur la consultation des différentes parties prenantes et les demandes en vue de l'obtention des permis appropriés. Les propositions d'entrepreneurs en ingénierie, des fabricants de turbines et de générateurs et des entrepreneurs pour la construction de la ligne de transport ont été reçues au début de 2013. À la lumière de ces propositions, la Société a choisi, en vertu des modalités du contrat d'achat d'électricité et des permis des projets, d'augmenter la puissance installée du projet Upper Lillooet de 74,0 MW à 81,4 MW et celle du projet Boulder Creek de 23,0 MW à 25,3 MW. La production d'électricité annuelle prévue pour les deux projets augmente aussi, de 355,9 GWh à 426,5 GWh. Toutefois, sous réserve du consentement de BC Hydro, le projet North Creek sera abandonné.

Par conséquent, la puissance installée totale de cette grappe de projets diminue de 5,6 % à 106,7 MW, tandis que la production annuelle d'électricité augmente de 2,6 % de 415,6 GWh à 426,5 GWh. Dans l'ensemble, les coûts totaux de projets devraient augmenter de 14,1 M\$, ou 3,3 %, et seront répartis sur deux plus grands projets, plutôt que trois. Cette augmentation des coûts est due principalement à des coûts d'ingénierie civile et de logistique plus élevés que prévu, ainsi qu'au retour à un régime de taxe de vente provinciale. La Société estime que cette nouvelle configuration est meilleure sur le plan économique et qu'elle comporte moins de risques environnementaux, financiers et de construction, et par conséquent que les projets seront plus faciles et moins coûteux à exploiter.

La Société prévoit toujours de commencer les travaux de construction des projets Boulder Creek et Upper Lillooet en 2013 et de respecter leur date prévue de mise en service commerciale respective. Par ailleurs, la Société entend poursuivre l'avancement d'une version modifiée du projet North Creek en vue d'un futur appel d'offres.

Tretheway Creek

Au début de mars 2013, le fabricant de turbines avait été sélectionné et les travaux préliminaires d'ingénierie étaient en cours. Les activités en cours englobent la surveillance hydrométrique, les études environnementales, la consultation des différentes parties prenantes et les demandes en vue de l'obtention des permis appropriés. Une analyse plus détaillée de l'hydrologie a démontré des débits d'eau de la rivière moins élevés qu'initialement prévu. À la lumière de ces informations, la Société anticipe que la puissance installée du projet sera augmentée de 9,4 % à 23,2 MW, comme il est permis en vertu du contrat d'achat d'électricité du projet, afin de maintenir la production annuelle d'électricité prévue à 81,9 GWh.

Les propositions d'entrepreneurs en ingénierie, des fabricants de turbines et de générateurs et des entrepreneurs pour la construction de la ligne de transport ont été reçues au début de 2013. Les coûts totaux de projet devraient augmenter de 17,0 M\$, ou 18,6 %, en raison de l'augmentation de la puissance installée, de coûts d'ingénierie civile plus élevés que prévu, ainsi qu'au retour à un régime de taxe de vente provinciale. La Société poursuit activement des solutions de remplacement avec les soumissionnaires afin de réduire l'écart entre les propositions et les coûts estimés des projets. La Société prévoit toujours de commencer les travaux de construction de ce projet en 2013 et de respecter la date prévue de mise en service commerciale.

RAPPORT DE GESTION

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

Big Silver-Shovel Creek

Les activités en cours comprennent la surveillance hydrométrique, la consultation des différentes parties prenantes, les demandes en vue de l'obtention des permis appropriés et les prétravaux d'ingénierie. Comme la Société l'avait indiqué au moment de l'acquisition de ces projets, elle a demandé et obtenu l'autorisation de modifier le contrat d'achat d'électricité pour en exclure le projet Shovel Creek et augmenter la puissance installée du projet Big Silver Creek de 10,0 % à 40,6 MW. Malgré l'augmentation de la puissance installée, une analyse plus détaillée de l'hydrologie a démontré des débits d'eau de la rivière moins élevés qu'initialement prévu; par conséquent, la production d'électricité annuelle prévue a été réduite de 5,0 % à 139,8 GWh. Les coûts totaux de projet devraient augmenter d'environ 26,4 M\$, ou 16,0 %, en raison de l'augmentation de la puissance installée, de coûts plus élevés d'ingénierie civile liés à la ligne de transport (et surtout du câble sous-marin), de coûts pour la conduite forcée et le tunnel plus élevés que prévu, et du retour à un régime de taxe de vente provinciale. La Société poursuit activement des solutions de remplacement afin de réduire l'écart entre les nouveaux coûts de projets et les estimations initiales. Par ailleurs, la Société estime que cette nouvelle configuration est meilleure sur le plan économique et qu'elle comporte moins de risques financiers et de construction, et par conséquent que le projet sera plus facile et moins coûteux à exploiter.

La Société prévoit commencer les travaux de construction de ce projet en 2013 et de respecter la date prévue de mise en service commerciale. Par ailleurs, la Société entend poursuivre l'avancement d'une version modifiée du projet Shovel Creek en vue d'un futur appel d'offres.

Besoin de capitaux

La Société prévoit financer l'augmentation anticipée de 57,5 M\$ des coûts de projets en phase d'obtention de permis en partie par l'augmentation des financements liés aux projets de l'ordre de 40,0 M\$ et en partie par les apports en capital de son régime de réinvestissement de dividendes.

PROJETS POTENTIELS

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette combinée de 2 900 MW (puissance brute de 3 125 MW), sont à l'étape préliminaire de leur développement. Certains Projets potentiels visent des AO, des POS ou des Programmes de TRG futurs précis, tandis que d'autres pourront faire l'objet d'AO futurs qui ne sont pas encore annoncés. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des Projets potentiels sera réalisé.

La notice annuelle de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, déposée sur SEDAR à www.sedar.com, présente de l'information complémentaire au sujet des installations et des projets de la Société.

RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

Les résultats opérationnels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont comparés aux résultats opérationnels de l'exercice correspondant en 2011.

Production d'électricité

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

RAPPORT DE GESTION

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

Exercices clos les 31 décembre	2012				2011			
	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ¹ (\$/MWh)	Production (MWh)	PMLT (MWh)	Production en % de la PMLT	Prix moyen ¹ (\$/MWh)
<i>HYDRO</i>								
Québec	350 148	348 430	100%	82,72	390 504	348 430	112%	77,24
Ontario	114 634	128 005	90%	75,57	122 056	128 005	95%	73,44
Colombie-Britannique	1 064 888	1 095 126	97%	77,60	998 303	982 021	102%	75,61
États-Unis	49 552	46 800	106%	67,91	41 983	46 800	90%	65,09
Total partiel	1 579 222	1 618 361	98%	78,28	1 552 846	1 505 256	103%	75,57
<i>ÉOLIEN</i>								
Québec	535 854	572 734	94%	84,01	352 580	379 275	93%	86,26
<i>SOLAIRE</i>								
Ontario ²	33 374	31 548	106%	349,90	—	—	—	—
Total	2 148 450	2 222 643	97%	83,93	1 905 426	1 884 531	101%	77,57

1. 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.

2. Le prix moyen comprend l'énergie livrée avant la mise en service commercial, ce prix ayant été établi aux prix du marché. Pour toute l'énergie livrée après la mise en service commercial, le prix est de 420 \$/MWh.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, les installations de la Société ont produit 2 148 GWh, soit 3 % de moins que la PMLT de 2 223 GWh. Ce niveau de production est principalement attribuable aux faibles débits d'eau en Colombie-Britannique au premier et au quatrième trimestres, ainsi qu'au Québec et en Ontario au troisième trimestre. La production de la centrale aux États-Unis a été supérieure à sa PMLT. Les régimes de vent ont été légèrement inférieurs aux prévisions dans tous les parcs éoliens, à l'exception de Montagne Sèche. En outre, les convertisseurs endommagés en décembre 2011 après un délestage ont dû être réparés au parc éolien Gros-Morne I pendant la première moitié du premier trimestre de 2012. La production a repris le 12 février 2012, le parc éolien ayant ainsi produit 49 % de sa PMLT au premier trimestre. La production du parc solaire Stardale a été supérieure à sa PMLT.

La performance globale des installations de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

Contrats d'achat d'électricité

Les 28 Installations en exploitation vendent l'électricité produite en vertu de CAÉ à long terme à des sociétés de services publics ayant une notation de crédit. 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 Dow Jones Mid-C. Dans le cas de la centrale Horseshoe Bend, 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 ces centrales. 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 atténuer les effets des fluctuations de l'inflation sur les produits :

- tous les CAÉ relatifs aux installations hydroélectriques au Québec prévoient une hausse des tarifs d'électricité selon l'IPC d'un minimum de 3 % et d'un maximum de 6 % 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;
- le CAÉ relatif à la centrale hydroélectrique Brown Lake en Colombie-Britannique prévoit une hausse des tarifs d'électricité de 3 % par année;

RAPPORT DE GESTION

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

- tous les CAÉ relatifs aux centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique, à l'exception des centrales Brown Lake et Miller Creek, prévoient un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon 50 % de l'IPC; et
- tous les CAÉ relatifs aux parcs éoliens au Québec prévoient un ajustement annuel des tarifs d'électricité selon 20 % environ de l'IPC.

Résultats financiers

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011
Produits opérationnels	180 860	148 260
Charges opérationnelles	29 133	24 226
Frais généraux et administratifs	9 732	10 365
Charges liées aux projets potentiels	4 412	2 473
BAlIA ajusté	137 583	111 196
Charges financières	63 281	53 122
Autres charges, montant net	15 527	2 693
Amortissement	65 737	50 970
(Profit net latent) perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(8 342)	61 479
Charge (économie) d'impôt	6 763	(13 364)
Perte nette	(5 383)	(43 704)
Résultat net attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	1 405	(40 547)
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 788)	(3 157)
	(5 383)	(43 704)

Produits

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la Société a enregistré des produits opérationnels de 180,9 M\$ (148,3 M\$ en 2011). Cette augmentation s'explique principalement par les produits supplémentaires provenant du parc solaire Stardale (11,7 M\$) et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne (14,6 M\$). Les produits supplémentaires tirés des Centrales en exploitation de Harrison, qui ont été acquises le 4 avril 2011 (5,2 M\$), et des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, acquises le 12 octobre 2012 (1,0 M\$), ont également contribué à cette augmentation. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une baisse des niveaux de production des centrales hydroélectriques du Québec (diminution des produits de 1,2 M\$).

Charges

Les charges opérationnelles sont constituées principalement de salaires des opérateurs, de primes d'assurance, de charges liées à l'exploitation et à l'entretien et d'impôts fonciers et redevances.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la Société a constaté des charges opérationnelles de 29,1 M\$ (24,2 M\$ en 2011). Cette augmentation est attribuable essentiellement au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2012 par rapport à 2011 par suite de l'Acquisition de Cloudworks (1,5 M\$) et à l'ajout du parc solaire Stardale et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne (1,8 M\$).

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 9,7 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 (10,4 M\$ en 2011).

Les charges liées aux projets potentiels, qui comprennent les coûts liés au développement des Projets potentiels, ont totalisé 4,4 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 (2,5 M\$ en 2011). L'écart reflète les efforts accrus déployés par la Société en vue du développement des projets.

Charges financières

Les charges financières comprennent les intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles, les intérêts compensatoires au titre de l'inflation, l'amortissement des frais de financement, l'amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles, la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et la charge de désactualisation des contreparties conditionnelles.

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 2012, les charges financières ont totalisé 63,3 M\$ (53,1 M\$ en 2011). Cet écart s'explique principalement par la hausse des intérêts sur la dette à long terme découlant de l'Acquisition de Cloudworks, des prêts à terme pour Stardale et Montagne Sèche et des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif pour Gros-Morne. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la diminution des intérêts compensatoires au titre de l'inflation.

Au 31 décembre 2012, 95 % de l'encours de la dette de la Société, incluant les débentures convertibles, était à taux fixe ou faisait l'objet d'une couverture contre les mouvements de taux d'intérêt (88 % au 31 décembre 2011). L'écart est attribuable aux swaps de taux d'intérêt pour Fitzsimmons Creek et Stardale, qui sont entrés en vigueur au premier et au troisième trimestres de 2012, respectivement.

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débentures convertibles de la Société était de 5,70 % au 31 décembre 2012 (5,99 % au 31 décembre 2011). Cette diminution résulte principalement de la baisse des taux des intérêts compensatoires au titre de l'inflation liés aux obligations à rendement réel faisant suite au taux d'inflation moins élevé. Cet élément a été partiellement contrebalancé par les taux d'intérêt plus élevés pour Stardale, qui est maintenant couvert par un swap de taux d'intérêt, des taux d'intérêt plus élevés sur la facilité à terme de crédit rotatif et de nouveaux swaps de taux d'intérêt à long terme. Voir les rubriques « Instruments financiers dérivés et gestion des risques » pour plus de détails.

Autres charges, montant net

Le montant net des autres charges comprend les coûts de transaction, la perte réalisée sur instruments financiers dérivés, le profit de change réalisé, (le profit) la perte sur les contreparties éventuelles, la dépréciation des prêts, l'indemnisation reçue d'un entrepreneur et le montant net des autres produits.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le montant net des autres charges a totalisé 15,5 M\$ (2,7 M\$ en 2011). Cette augmentation est attribuable principalement à la perte réalisée sur instruments financiers dérivés liée au règlement des contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek. La perte découle d'une baisse des taux d'intérêt de référence entre la date à laquelle les contrats à terme sur obligations ont été conclus (entre septembre et novembre 2011) et la date de règlement (juillet 2012) et est compensée par le faible taux fixe de 5,075 % du prêt à terme de 39 ans pour Kwoiek Creek. Cette perte a été partiellement contrebalancée par les produits d'intérêts sur les comptes de réserve et le dépôt relatif à l'acquisition potentielle des actifs d'Hydromega ainsi que par l'indemnisation reçue d'un entrepreneur en 2012 et liée à Stardale.

Amortissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la dotation aux amortissements a totalisé 65,7 M\$ (51,0 M\$ en 2011). L'augmentation est attribuable principalement à l'accroissement des actifs découlant de l'Acquisition de Cloudworks, du parc solaire Stardale et des parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne.

Instruments financiers dérivés

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts et au risque d'augmentation des taux de change pour ses achats de matériel (« 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. La Société ne fait pas appel à la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés et ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation.

Comme plusieurs swaps de taux d'intérêt sont conclus pour une période égale à la période d'amortissement de la dette sous-jacente, qui peut atteindre 30 ans, la juste valeur de marché d'un Dérivé peut être très sensible aux variations annuelles des taux d'intérêt à long terme.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 8,3 M\$ (perte de 61,5 M\$ en 2011), en raison principalement du règlement des contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek et de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2011. Par suite de la réalisation de la perte liée aux contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek, la valeur négative latente des instruments financiers dérivés a diminué par rapport à l'exercice précédent. La Société prévoit régler en 2013 les contrats à terme sur obligations de Northwest Stave River et Viger-Denonville, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la Société a comptabilisé un profit net latent de 0,4 M\$ sur des contrats de change. Ces contrats permettent de fixer le taux de change sur les achats prévus de matériel pour le projet Viger-Denonville. Les contrats de change viennent à échéance en 2013, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte de change réalisé.

RAPPORT DE GESTION

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

Charge d'impôt

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 2,0 M\$ (charge d'impôt de 0,5 M\$ en 2011) et une charge d'impôt différé de 4,8 M\$ (économie d'impôt différé de 13,8 M\$ en 2011). L'écart s'explique principalement par le profit net latent sur instruments financiers dérivés comptabilisé en 2012, par rapport à la comptabilisation d'une perte nette latente sur instruments financiers dérivés en 2011.

Résultat net

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la Société a enregistré une perte nette de 5,4 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,03 \$ par action). Pour l'exercice correspondant de 2011, Innergex avait constaté une perte nette de 43,7 M\$ (perte nette de base et diluée de 0,59 \$ par action). Les principaux éléments qui ont contribué à cette variation favorable de la perte nette sont présentés dans les deux tableaux suivants :

Éléments principaux - Incidence positive	Variation	Explications
BAIIA ajusté	26 387	En raison principalement des produits supplémentaires découlant de la mise en service de Stardale, Montagne Sèche et Gros-Morne et des produits supplémentaires tirés des centrales Brown Lake et Miller Creek et des Centrales en exploitation de Harrison au premier trimestre de 2012.
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	69 821	En raison principalement d'une baisse des taux d'intérêt de référence entre la fin de 2010 et la fin de 2011, par rapport au règlement des contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek en 2012.

Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Charges financières	10 159	En raison principalement de l'Acquisition de Cloudworks, de l'utilisation plus grande de la facilité à terme de crédit rotatif et des prêts relatifs à Stardale et Montagne Sèche.
Autres charges, montant net	12 834	En raison principalement de la perte réalisée liée aux contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek en 2012.
Amortissement	14 767	En raison principalement de l'Acquisition de Cloudworks et de la mise en service des projets Stardale, Montagne Sèche et Gros-Morne.
Charge d'impôt	20 127	Attribuable surtout au bénéfice avant impôt en 2012, comparativement à une perte avant impôt en 2011.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 86 557 479 et 86 707 993 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pendant cet exercice, 1 263 000 options sur actions étaient non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché étant inférieur au prix de levée. Les 1 473 684 options sur actions restantes étaient anti-dilutives dans le calcul du résultat par action, malgré le fait que le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché était supérieur au prix de levée, la Société ayant constaté une perte nette pour la période. Les Débentures convertibles étaient non dilutives, le cours moyen étant inférieur au prix de conversion. Un nombre total de 7 558 684 actions ordinaires auraient pu être émises lors de la conversion des Débentures convertibles.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 75 681 128 et 75 754 667 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pendant cette période, 1 869 420 options sur actions étaient non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché étant inférieur au prix de levée. Les 808 024 options sur actions restantes étaient anti-dilutives dans le calcul du résultat par action, malgré le fait que le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché était supérieur au prix de levée, la Société ayant constaté une perte nette pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Les Débentures convertibles étaient également non dilutives pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société étant inférieur au prix de conversion. Un nombre total de 7 558 684 actions ordinaires auraient pu être émises lors de la conversion des Débentures convertibles.

RAPPORT DE GESTION

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

Au 31 décembre 2012, la Société avait un total de 93 659 866 actions ordinaires, 80 500 débetures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 2 736 684 options sur actions en circulation. Au 31 décembre 2011, la Société avait un total de 81 282 460 actions ordinaires, 80 500 débetures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A et 2 677 444 options sur actions en circulation. En date du présent rapport de gestion, la Société avait un total de 93 964 093 actions ordinaires, 80 500 débetures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 2 736 684 options sur actions en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2012 est attribuable au RRD.

Participations ne donnant pas le contrôle

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la Société a affecté des pertes de 6,8 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 3,2 M\$ en 2011). Ces participations sont liées principalement aux Centrales en exploitation de Harrison, à l'Installation en exploitation Fitzsimmons Creek et au Projet en développement Kwoiek Creek.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont totalisé 62,2 M\$ (43,4 M\$ en 2011). Cet écart est principalement attribuable à une augmentation de 26,4 M\$ du BAIIA ajusté et à une variation positive de 24,0 M\$ des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, partiellement contrebalancées par une augmentation de 15,3 M\$ des intérêts versés et une perte réalisée de 14,1 M\$ sur instruments financiers dérivés. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement découle principalement d'une baisse des débiteurs par rapport à une hausse en 2011, d'une hausse des charges payées d'avance et autres par rapport à une diminution en 2011 et d'une baisse moins importante des créditeurs.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont totalisé 312,4 M\$ (326,9 M\$ en 2011). Ce montant traduit principalement une augmentation nette de 4,8 M\$ des dividendes versés aux actionnaires ordinaires et privilégiés et une augmentation moins importante de 17,5 M\$ de la dette à long terme (augmentation nette de la dette à long terme de 199,2 M\$ en 2012 par rapport à 216,7 M\$ en 2011), partiellement contrebalancées par une augmentation nette de 7,7 M\$ de l'émission d'actions ordinaires et privilégiées.

Utilisation du produit du financement

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011
Produit de l'émission de dettes à long terme	405 657	270 117
Produit net de l'émission d'actions ordinaires	114 571	155 721
Produit net de l'émission d'Actions privilégiées de série C	48 350	—
Produit de l'exercice d'options sur actions	507	—
	569 085	425 838
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	—	4 943
Acquisitions d'entreprises	(68 635)	(160 844)
Ajouts aux immobilisations corporelles	(186 760)	(178 896)
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(1 929)	(3 469)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(8 146)	(31 726)
Ajouts aux autres actifs non courants	(27 892)	(724)
Prêts consentis à des partenaires	(23 444)	1 000
Fonds investis dans les réserves à même la dette à long terme	(7 601)	—
Paiement des frais de financement différés	(4 248)	(5 983)
Remboursement au titre de la dette à long terme	(202 245)	(47 475)
Utilisation du produit du financement	(530 900)	(423 174)
Apport au fonds de roulement	38 185	2 664

RAPPORT DE GESTION

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

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2012, la Société a emprunté 405,7 M\$ aux fins du paiement de la construction des projets Kwoiek Creek, Northwest Stave River, Gros-Morne et Stardale et du remboursement de la dette à long terme de Glen Miller. Le produit de 163,4 M\$ de l'émission d'actions et de l'exercice d'options a servi au paiement des acquisitions des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, au dépôt de 25,0 M\$ (inscrit dans les ajouts aux autres actifs non courants) pour l'acquisition potentielle des actifs d'Hydromega, à la diminution des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif et à un remboursement de 202,2 M\$ au titre de la dette à long terme. L'apport au fonds de roulement comprend les fonds disponibles aux termes du prêt pour Kwoiek Creek qui n'avaient pas été utilisés au 31 décembre 2012. Pendant l'exercice correspondant de 2011, la Société avait emprunté 270,1 M\$ et émis des actions ordinaires pour un montant de 155,7 M\$ aux fins du paiement de l'Acquisition de Cloudworks, d'ajouts aux actifs et de remboursements au titre de la dette à long terme.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 357,8 M\$ (377,2 M\$ en 2011). Pendant cette période, les acquisitions d'entreprises ont représenté un décaissement de 68,6 M\$ (160,8 M\$ en 2011), les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 186,8 M\$ (178,9 M\$ en 2011), les ajouts aux frais de développement liés aux projets un décaissement de 8,1 M\$ (31,7 M\$ en 2011), les ajouts aux immobilisations incorporelles et aux autres actifs non courants un décaissement combiné de 29,8 M\$ (4,2 M\$ en 2011), en raison principalement du dépôt de 25,0 M\$ pour l'acquisition potentielle des actifs d'Hydromega, l'investissement dans les réserves un décaissement net de 6,6 M\$ (encaissement net de 8,0 M\$ en 2011) et une augmentation des liquidités soumises à restrictions et des placements à court terme un décaissement de 34,4 M\$ (15,5 M\$ en 2011). L'augmentation des liquidités soumises à restrictions et des placements à court terme est attribuable essentiellement au prêt pour le projet Kwoiek Creek; les fonds serviront à payer les coûts des travaux de construction à mesure de leur progression. La trésorerie acquise parallèlement à l'Acquisition de Cloudworks a correspondu à un encaissement de 4,9 M\$ en 2011.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la Société a généré 16,8 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (6,8 M\$ en 2011), soit le résultat net de ses activités opérationnelles, de financement et d'investissement.

Au 31 décembre 2012, la Société détenait 52,0 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (35,3 M\$ au 31 décembre 2011).

DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes qui ont été déclarés par la Société :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	4 250	4 250
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$ par action)	1,25	1,25
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	50 693	43 990
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,58	0,58

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 14 avril 2013 :

Date de l'annonce	Date de clôture	Date de versement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividende par Action privilégiée de série A (\$)	Dividende par Action privilégiée de série C ¹ (\$)
14/03/2013	28/03/2013	15/04/2013	0,1450	0,3125	0,4923

1. Ce dividende initial tient compte du dividende à payer depuis la date de clôture du placement des Actions privilégiées de série C le 11 décembre 2012.

SITUATION FINANCIÈRE

Actif

Au 31 décembre 2012, l'actif total de la Société s'établissait à 2,3 G\$ (2,0 G\$ au 31 décembre 2011). Cette augmentation est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- la trésorerie et les équivalents de trésorerie et les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions qui ont enregistré une augmentation nette de 88,7 M\$ au 31 décembre 2011 à 139,9 M\$, au 31 décembre 2012 en raison principalement du prêt pour Kwoiek Creek, dont les fonds ont été obtenus et servent à financer les travaux de construction à mesure qu'ils progressent;
- une augmentation des débiteurs de 36,9 M\$ à 50,8 M\$, en raison principalement des sommes à recevoir d'Hydro-Québec pour le remboursement de la sous-station de Gros-Morne, qui étaient comptabilisées dans les autres actifs non courants de l'exercice précédent;
- une augmentation des prêts consentis à des partenaires de néant à 23,4 M\$, comme l'explique la rubrique « Fonds de roulement » ci-après;

RAPPORT DE GESTION

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

- une augmentation des comptes de réserve de 42,2 M\$ à 48,7 M\$, en raison principalement des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek et Montagne Sèche;
- une augmentation des immobilisations corporelles de 1,3 G\$ à 1,5 G\$, en raison principalement de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, de la construction de Stardale et de Gros-Morne et des Projets en développement en construction;
- une augmentation des frais de développement liés aux projets de 98,0 M\$ à 107,2 M\$ en raison principalement des Projets en développement en phase d'obtention de permis; et
- une augmentation des autres actifs non courants de 18,0 M\$ à 31,3 M\$, en raison principalement du dépôt de 25,0 M\$ effectué en vue de l'acquisition potentielle des actifs d'Hydromega, partiellement contrebalancé par le reclassement dans les débiteurs des sommes à recevoir liées à la sous-station de Gros-Morne.

Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par une diminution des actifs d'impôt différé de 24,5 M\$ à 5,8 M\$, en raison d'une réorganisation interne qui s'est traduite par un reclassement dans les passifs d'impôt différé.

Fonds de roulement

Au 31 décembre 2012, le fonds de roulement était positif de 83,4 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,60:1.00. Au 31 décembre 2011, le fonds de roulement était positif de 50,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,60:1.00. Bien que le total des actifs courants ait augmenté de 133,1 M\$ à 223,3 M\$, il n'y a eu aucune variation du ratio du fonds de roulement au cours de la dernière année, le total du passif courant s'étant accru de 83,0 M\$ à 139,8 M\$.

Compte tenu de ces ratios, la Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Au troisième trimestre de 2012, la Société a exercé une partie de l'option accordéon sur sa facilité à terme de crédit rotatif, augmentant sa capacité d'emprunt de 350,0 M\$ à 425,0 M\$. Au 31 décembre 2012, la Société avait prélevé 13,9 M\$ US et 189,8 M\$ à titre d'avances de fonds et 21,1 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

Dans le cadre de l'Acquisition de Cloudworks, la Société a conservé des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions qui s'établissaient à 53,4 M\$ au 31 décembre 2011. Au 31 décembre 2012, les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions s'établissaient à 87,8 M\$, dont une tranche de 81,2 M\$ était liée au prêt pour Kwoiek Creek.

Les débiteurs ont augmenté pour passer de 36,9 M\$ au 31 décembre 2011 à 50,8 M\$ au 31 décembre 2012. L'augmentation découle principalement des sommes à recevoir d'Hydro-Québec pour le remboursement de la sous-station de Gros-Morne.

Au quatrième trimestre de 2012, la société mère des Centrales en exploitation de Harrison a distribué un montant de 46,9 M\$ à ses partenaires. Les fonds ont été distribués sous forme de prêts à la Société et à ses partenaires. Les prêts de 23,4 M\$ sont inscrits comme des prêts consentis à des partenaires au 31 décembre 2012. Au cours de l'exercice 2013, ces prêts devraient être remboursés directement d'une distribution provenant de la société mère des Centrales en exploitation de Harrison et une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle sera comptabilisée sans incidence sur les flux de trésorerie.

Les créiteurs et autres créiteurs ont augmenté pour passer de 26,6 M\$ au 31 décembre 2011 à 41,3 M\$ au 31 décembre 2012, en raison principalement de la construction de la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek.

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif courant ont diminué pour passer de 20,3 M\$ au 31 décembre 2011 à 17,9 M\$ au 31 décembre 2012. Cette diminution est principalement attribuable au règlement des contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek, partiellement contrebalancé par l'augmentation de la perte nette latente sur instruments financiers dérivés liée aux contrats à terme sur obligations de Northwest Stave River et au swap de Stardale, qui est entré en vigueur en septembre 2012.

La tranche à court terme de la dette à long terme a trait aux versements exigibles sur les facilités de crédit et obligations de certaines Installations en exploitation. L'augmentation de 19,5 M\$ au 31 décembre 2011 à 64,5 M\$ au 31 décembre 2012 est attribuable principalement au refinancement à venir du prêt de Carleton et au prêt de Stardale, pour lequel le remboursement du capital a débuté en septembre 2012. Le prêt relatif à Carleton viendra à échéance en novembre 2013 et la Société prévoit en refinancer l'encours avant cette date.

Comptes de réserve

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	46 154	39 045
Réserve pour travaux d'entretien majeurs	2 595	3 109
Total	48 749	42 154

RAPPORT DE GESTION

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

La Société dispose de deux comptes de réserve destinés à assurer sa stabilité :

- i) La réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne, qui est établie au début de la mise en service commercial d'une installation afin de neutraliser la variabilité des flux de trésorerie attribuable aux fluctuations des conditions hydrologiques et des régimes de vent, ainsi qu'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.
- ii) La réserve pour travaux d'entretien majeurs, qui a été établie pour permettre le financement préalable des travaux de réparations majeures nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société.

La disponibilité des fonds des comptes de réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne et de réserve pour travaux d'entretien majeurs pourrait être soumise à des restrictions découlant de conventions de crédit et d'actes de fiducie-sûreté.

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 et sont amorties selon la méthode d'amortissement linéaire au moindre de i) la période pendant laquelle la Société détient les droits à l'égard des actifs ou ii) une période de 15 à 75 ans pour les installations hydroélectriques ou de 15 à 25 ans pour les parcs éoliens ou de 25 ans pour le parc solaire. La Société possédait des immobilisations corporelles de 1,5 G\$ au 31 décembre 2012, comparativement à 1,3 G\$ au 31 décembre 2011. Cette augmentation découle principalement de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, de la construction de Stardale et de Gros-Morne et des Projets en développement en construction et est partiellement contrebalancée par l'amortissement.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent différents CAÉ, permis et licences. Ils incluent aussi les garanties prolongées des turbines des parcs éoliens Carleton, Montagne Sèche et Gros-Morne. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 440,5 M\$ au 31 décembre 2012, soit une diminution par rapport à 441,3 M\$ au 31 décembre 2011 qui découle de l'amortissement. À l'exception de 5,1 M\$ associés aux garanties prolongées relatives aux parcs éoliens, les immobilisations incorporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de 11 à 40 ans à compter de la mise en service commercial ou de l'acquisition du projet y afférent. La valeur de la garantie prolongée des parcs éoliens est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période de trois ans de la garantie.

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés dans l'acquisition et le développement de Projets en développement et les coûts liés à 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 2012, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 107,2 M\$ (98,0 M\$ au 31 décembre 2011). Cette augmentation est attribuable aux Projets en développement qui en sont à la phase d'obtention des permis.

Goodwill

Le goodwill de la Société s'établissait à 8,3 M\$ au 31 décembre 2012 (idem au 31 décembre 2011). Le goodwill fait l'objet d'un test de dépréciation tous les ans ou plus fréquemment s'il existe une indication d'une perte de valeur. Aucune perte de valeur n'a été constatée pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

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 de la Société ou pour lesquels la construction est terminée, mais dont certains coûts n'ont pas encore été payés. Au 31 décembre 2012, la Société avait des charges à payer de 13,1 M\$ liées à l'acquisition d'actifs à long terme (41,3 M\$ au 31 décembre 2011). Cette diminution découle principalement des prélèvements finaux des prêts de Stardale et Montagne Sèche, des prélèvements sur le prêt de Kwoiek Creek et des prélèvements sur la facilité à terme de crédit rotatif pour Gros-Morne, partiellement contrebalancés par Northwest Stave River, Viger-Denonville et les Projets en développement à la phase d'obtention des permis.

Dettes à long terme

Au 31 décembre 2012, la dette à long terme s'établissait à 1,3 G\$ (1,0 G\$ au 31 décembre 2011). Cette augmentation découle principalement du nouveau prêt à la construction de Kwoiek Creek, des prélèvements finaux des prêts de Stardale et Montagne Sèche et des prélèvements nets de la facilité à terme de crédit rotatif, partiellement contrebalancés par le remboursement du prêt à terme de 13,3 M\$ de Glen Miller au premier trimestre de 2012 et des remboursements de la dette à long terme prévus de 20,5 M\$.

RAPPORT DE GESTION

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

Depuis le début de l'exercice 2012, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté ou CAÉ 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.

L'encours de la dette de la Société au 31 décembre 2012 était réparti de la façon suivante :

	Échéance		31 décembre 2012	31 décembre 2011
Facilité à terme de crédit rotatif		i)		
Avances au taux préférentiel	2016		20	20
Acceptations bancaires	2016		189 780	164 780
Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US	2016		13 829	14 136
Prêts à terme				
Glen Miller, taux variable	2013	ii)	—	13 500
Carleton, taux variable	2013	iii)	43 412	46 298
Umbata Falls, taux variable	2014	iv)	23 392	23 885
Fitzsimmons Creek, taux variable	2016	v)	22 133	22 458
Hydro-Windsor, taux fixe	2016	vi)	4 145	5 027
Montagne-Sèche, taux variable	2016	vii)	30 021	26 200
Rutherford Creek, taux fixe	2024	viii)	48 634	50 000
Ashlu Creek, taux variable	2025	ix)	100 810	102 669
L'Anse-à-Valleau, taux variable	2026	x)	43 515	45 706
Stardale, taux variable	2030	xi)	110 630	73 706
Kwoiek Creek, emprunt à terme subordonné, taux fixe		xii)	150	150
Kwoiek Creek, taux fixe		xiii)	168 500	—
Autres emprunts assortis d'échéances et de taux d'intérêt divers	2013-2017	xiv)	222	73
Obligations				
Centrales en exploitation de Harrison, rendement réel	2049	xv)	225 137	226 338
Centrales en exploitation de Harrison, taux fixe	2049	xvi)	213 738	215 570
Centrales en exploitation de Harrison, rendement réel	2049	xvii)	26 760	26 484
Frais de financement différé			(10 727)	(7 488)
			1 254 101	1 049 512
Tranche de la dette échéant à moins d'un an			(64 452)	(19 475)
			1 189 649	1 030 037

i) Une facilité à terme de crédit rotatif de 425,0 M\$, garantie par une hypothèque de premier rang portant sur les éléments d'actif d'Innergex et par diverses sûretés fournies par certaines de ses filiales. La facilité parviendra à échéance en 2016 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 2012, un montant de 203,6 M\$ était exigible en vertu de cette facilité et un montant de 21,1 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 200,2 M\$. Au 31 décembre 2012, le taux d'intérêt global était de 5,23 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;

ii) un prêt à terme sans recours garanti par la centrale hydroélectrique Glen Miller venant à échéance en 2013. Le prêt a été remboursé au premier trimestre de 2012;

RAPPORT DE GESTION

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

- iii) un prêt à terme sans recours garanti par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien Carleton. Les remboursements de capital trimestriels sont basés sur une période d'amortissement de 18,5 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2012, le taux d'intérêt effectif global était de 4,84 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt. Le prêt vient à échéance en novembre 2013 et la Société prévoit le refinancer avant cette date;
- iv) un prêt à terme sans recours échéant en 2014 garanti par la participation de 49 % de la Société dans la centrale hydroélectrique Umbata Falls. Les remboursements de capital trimestriels sont basés sur une période d'amortissement de 25 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2012, le taux d'intérêt effectif global était de 5,28 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- v) un prêt à terme sans recours échéant en 2016 garanti par la centrale hydroélectrique Fitzsimmons Creek. Les remboursements de capital trimestriels sont basés sur une période d'amortissement de 30 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2012, le taux d'intérêt effectif global était de 3,98 %;
- vi) un prêt à terme sans recours 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 \$ et porte intérêt à un taux fixe effectif de 8,25 %;
- vii) un prêt à terme sans recours, qui a été converti d'un prêt pour la construction le 16 août 2012. Le prêt est garanti par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien Montagne Sèche et vient à échéance en 2016. Les remboursements de capital trimestriels ont débuté le 31 mars 2012 et sont basés sur une période d'amortissement de 18,5 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2012, le taux d'intérêt effectif global était de 6,72 %, après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- viii) un prêt sans recours 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 \$ et porte intérêt à un taux fixe de 6,88 %;
- ix) un prêt à terme sans recours échéant en 2025 et garanti par la centrale hydroélectrique Ashlu Creek. Les remboursements trimestriels de capital sont basés sur une période d'amortissement de 25 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel majoré d'une marge applicable. Au 31 décembre 2012, le taux d'intérêt effectif global était de 6,04 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;
- x) un prêt à terme sans recours 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 basés sur une période d'amortissement de 18,5 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge de crédit applicable. Au 31 décembre 2012, le taux d'intérêt global était de 5,93 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- xi) un prêt à terme sans recours qui a été converti d'un prêt pour la construction le 31 juillet 2012. Le prêt est garanti par le parc solaire Stardale et viendra à échéance en 2030. Les remboursements de capital trimestriels ont débuté le 30 septembre 2012 et sont basés sur une période d'amortissement de 18 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge de crédit applicable. Au 31 décembre 2012, le taux d'intérêt effectif global était de 5,79 %;
- xii) 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 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 44,8 M\$ au 31 décembre 2012;
- xiii) un prêt pour la construction sans recours de 168,5 M\$, dont un montant de 94,6 M\$ avait été utilisé au 31 décembre 2012 pour payer les coûts du projet, le solde étant détenu sous forme de liquidités soumises à restrictions pour payer les coûts futurs. Le prêt est garanti par la centrale hydroélectrique Kwoiek Creek et porte intérêt à un taux fixe de 5,08 %. Il sera converti en un prêt à terme de 39 ans après la mise en service commerciale du projet et sera amorti sur une période de 36 ans trois ans plus tard;
- xiv) d'autres emprunts assortis d'échéances et de taux d'intérêt divers;

RAPPORT DE GESTION

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

- xv) une obligation à rendement réel de premier rang échéant en 2049 garantie par les Centrales en exploitation de Harrison. L'obligation est remboursable au moyen de versements combinés semestriels de capital et d'intérêts totalisant 5 790 \$, avant un ajustement selon l'IPC. Le 1^{er} décembre 2031, le montant du paiement diminue à 4 481 \$, avant un ajustement selon 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 désaisonnalisés. Au 31 décembre 2012, le taux d'intérêt effectif global était de 5,20 %;
- xvi) une obligation à taux fixe de premier rang échéant en 2049 garantie par les Centrales en exploitation de Harrison. L'obligation est remboursable au moyen de versements combinés semestriels de capital et d'intérêts totalisant 8 072 \$. Le 1^{er} décembre 2031, le montant du paiement diminue à 6 724 \$. L'obligation porte intérêt à un taux fixe effectif de 6,66 %;
- xvi) une obligation à rendement réel de second rang échéant en 2049 garantie par les Centrales en exploitation de Harrison, mais prenant rang après les obligations décrites en xv et xvi). L'obligation est remboursable au moyen de versements d'intérêts trimestriels totalisant 291 \$, avant un ajustement selon l'IPC. Le 1^{er} juin 2017, les paiements trimestriels augmentent à 389 \$, avant un ajustement selon l'IPC, et comprennent le remboursement du capital jusqu'à l'échéance. 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 désaisonnalisés. Au 31 décembre 2012, le taux d'intérêt effectif global était de 6,20 %.

Si elles ne sont pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté ou CAÉ 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. Depuis le début de l'exercice 2012, 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.

Débetures convertibles

Le 16 mars 2010, la Société a émis les Débetures convertibles représentant un notionnel total de 80,5 M\$. Au 31 décembre 2012, la composante passif des débetures convertibles s'établissait à 79,7 M\$ et la composante capitaux propres à 1,3 M\$ (79,5 M\$ et 1,3 M\$ respectivement au 31 décembre 2011).

Les Débetures convertibles portent intérêt au taux de 5,75 % par année et viennent à échéance le 30 avril 2017. Chaque Débeture 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.

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

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.

Les Actions privilégiées de série A sont notées P-3 par S&P et Pfd-3 (faible) par DBRS.

Pour de plus amples renseignements au sujet des Actions privilégiées de série A, veuillez vous reporter au « prospectus simplifié » daté du 7 septembre 2010 accessible sur le site Web d'Innergex à www.innergex.com et sur le site Web SEDAR à www.sedar.com.

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. Le dividende initial de 0,4923 \$ par action sera payable le 15 avril 2013.

RAPPORT DE GESTION

(en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire et à l'exception des montants par 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 C sont notées P-3 par S&P et Pfd-3 (faible) par DBRS.

Pour de plus amples renseignements au sujet des Actions privilégiées de série C, veuillez vous reporter au « prospectus simplifié » daté du 4 décembre 2012 accessible sur le site Web d'Innergex à www.innergex.com et sur le site Web SEDAR à www.sedar.com.

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur le financement par emprunt et au risque d'augmentation du taux de change sur ses achats de matériel. Bien que ces Dérivés fassent l'objet d'ententes conclues avec d'importantes institutions financières cotées BBB ou mieux par S&P, l'évolution de la situation économique pourrait avoir des effets sur certaines contreparties de la Société. La Société considère néanmoins le risque d'illiquidité comme étant faible, l'évaluation actuelle des swaps de taux d'intérêt se traduisant par des montants traités comme des passifs d'Innergex dus aux contreparties. Les contrats de change à terme sont traités comme des actifs d'Innergex.

Lorsqu'une dette à long terme de la Société est à taux variable, Innergex a recours à des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt. Dans le cas d'achats de matériel dans une devise autre que le dollar canadien, la Société a recours à des contrats de change à terme. Ces mesures protègent le rendement économique de l'Installation en exploitation ou du Projet en développement connexe. La Société ne prévoit pas régler ses Dérivés avant leur échéance et ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation. La Société n'utilise pas la comptabilité de couverture pour ses Dérivés.

Pris collectivement, les contrats à terme sur obligations et les swaps présentés dans le tableau ci-dessous permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt sur la dette à long terme réelle et prévue (514,3 M\$ et \$52,5 M\$, respectivement). Au 31 décembre 2012, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 532,5 M\$ et au montant de 79,7M\$ au titre des débetures convertibles, signifient que 95 % de l'encours de la dette de la Société est protégé contre les hausses de taux d'intérêt.

	Échéance	Options de résiliation anticipée	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Contrats à terme sur obligations aux taux de 2,00 % à 2,88 %	2013	aucune	52 500	137 500
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
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,41 %	2018	2013	30 000	30 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 %	2018	2013	52 600	52 600
Swap de taux d'intérêt aux taux de 4,83 % à 4,93 %, amorti	2026	aucune	43 514	45 705
Swap de taux d'intérêt aux taux de 3,35 % à 3,45 %, amorti	2027	2013	42 792	45 605
Swap de taux d'intérêt aux taux de 3,74 % à 3,85 %, amorti	2030	aucune	101 780	101 996
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amorti	2030	2016	30 021	31 690
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amorti	2031	2016	47 323	49 940
Swap de taux d'intérêt aux taux de 3,98 % à 4,11 %, amorti	2034	aucune	23 392	23 885
Swaps de taux d'intérêt aux taux de 4,61 % à 4,70 %, amorti	2035	2025	105 031	107 111
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amorti	2041	2016	19 853	20 100
			566 806	664 132

Au 31 décembre 2012, les contrats de change à terme permettent à la Société d'éliminer le risque d'une appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien sur les achats de matériel liés au projet Viger-Denonville pour un montant total de 6,8 M€. Les contrats de change à terme viennent à échéance en 2013.

RAPPORT DE GESTION

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

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 81,5 M\$ au 31 décembre 2012 (valeur négative de 91,4 M\$ au 31 décembre 2011). Cette variation favorable est principalement attribuable au règlement des contrats à terme sur obligations de Kwoiek Creek et à l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2011. L'incidence estimée d'une hausse de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 5,4 M\$ du passif lié aux contrats à terme sur obligations et aux swaps de taux d'intérêt. En revanche, une diminution de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une augmentation de 5,5 M\$ du passif lié aux contrats à terme sur obligations et aux swaps de taux d'intérêt. L'incidence estimée d'une hausse de la valeur du dollar canadien de 0,01 \$ par rapport à 1,00 € serait une augmentation des actifs liés aux contrats de change à terme de 0,1 M\$. Par ailleurs, une diminution de la valeur du dollar canadien de 0,01 \$ par rapport à 1,00 € correspondrait à une diminution des actifs liés aux contrats de change à terme de 0,1 M\$.

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.

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 ou les contrats de change à terme 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 ou des contrats de change à terme 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 ou des contrats de change à terme. Au 31 décembre 2012, tous les contrats à terme sur obligations et les swaps de taux d'intérêt étaient comptabilisés au passif et des primes de crédit de 0,06 % à 3,11 % ont été ajoutées aux taux d'actualisation. Tous les contrats de change à terme ont été comptabilisés à l'actif et des primes de crédit pouvant atteindre 0,01 % 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 2012, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs à certains CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 8,4 M\$ (10,0 M\$ au 31 décembre 2011). Ces instruments représentent la valeur attribuée aux clauses d'inflation minimum de 3 % par année incluses dans ces contrats.

Impôt différé

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à des actifs ou passifs d'impôt différé. Au 31 décembre 2012, le passif net d'impôt différé de la Société se chiffrait à 133,4 M\$, comparativement à un passif net d'impôt différé de 116,0 M\$ au 31 décembre 2011. Cette augmentation découle principalement des acquisitions d'entreprises, du reclassement d'actifs d'impôt différé en passifs d'impôt différé par suite d'une réorganisation et du bénéfice avant impôt comptabilisé pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2012, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 33,1 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 21,1 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 44,8 M\$ en vue de soutenir la construction des parcs éoliens Gros-Morne et Viger-Denonville, la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek et certains contrats à terme sur obligations.

Capitaux propres

Au 31 décembre 2012, les capitaux propres de la Société totalisaient 687,9 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 107,6 M\$, comparativement à 579,1 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 114,4 M\$, au 31 décembre 2011. L'augmentation du total des capitaux propres découle essentiellement du capital-actions émis, contrebalancé partiellement par les dividendes déclarés.

RAPPORT DE GESTION

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

Obligations contractuelles

en date du 31 décembre 2012	Total	Moins de 1 an	1 à 3 ans	4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme, y compris les débetures convertibles	1 410 043	65 331	70 556	378 591	895 565
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	989 499	69 956	132 891	110 486	676 165
Autres	20 725	1 745	3 507	2 709	12 765
Obligations d'achat (contractuelles) ¹	111 881	80 056	8 348	5 760	17 717
Total des obligations contractuelles	2 532 148	217 088	215 302	497 546	1 602 212

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

Éventualités

Cloudworks

L'acquisition de Cloudworks prévoit le paiement potentiel de montants supplémentaires aux vendeurs pendant une période de plus de 40 ans comprise entre le 4 avril 2011 et le 40^e anniversaire de la mise en service commerciale du dernier projet en développement (ou le 4 avril 2061, si cette date est antérieure). Les paiements reportés visent un partage éventuel de la valeur créée si les Centrales en exploitation de Harrison et les Projets en développement atteignent des résultats supérieurs aux attentes de la Société, et si des Projets potentiels se développent.

Le montant total maximum de l'ensemble des paiements reportés aux termes de l'Acquisition de Cloudworks ne peut être supérieur à la valeur actualisée de 35 M\$. Afin d'appliquer ce paiement total maximum, le montant de tout paiement reporté versé est actualisé en utilisant un taux d'actualisation annuel convenu mutuellement. La Société a le droit, en tout temps au cours de la période de cinq ans après le 4 avril 2011, de mettre fin à toutes ses obligations de verser des paiements reportés en effectuant un paiement unique correspondant à l'excédent du montant total maximum des paiements reportés (35 M\$) sur la valeur actualisée de tout paiement reporté (actualisé en appliquant un taux d'actualisation annuel convenu) versé avant l'exercice de ce droit par la Société.

Stardale

Relativement à l'acquisition du projet Stardale, la Société a convenu de verser des contreparties éventuelles tenant compte d'événements futurs pendant une période de trois ans après le 20 avril 2011. Ces contreparties éventuelles prévoient le partage potentiel de la valeur créée si Stardale obtient un rendement supérieur aux attentes initiales convenues entre la Société et le vendeur à la date d'acquisition.

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 31 décembre 2012, la Société exploitait 21 centrales hydroélectriques, cinq parcs éoliens et un parc solaire au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits opérationnels de 3,4 M\$ (2,7 M\$ en 2011), ce qui représente des apports de 2% (idem en 2011) aux produits opérationnels de la Société pour cet exercice.

Secteurs opérationnels

Au 31 décembre 2012, 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. 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 2012. 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.

RAPPORT DE GESTION

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

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Exercice clos le 31 décembre 2012					
Production (GWh)	1 579 222	535 854	33 374	—	2 148 450
Produits opérationnels	123 626	45 558	11 676	—	180 860
Charges :					
Charges opérationnelles	20 640	7 960	533	—	29 133
Frais généraux et administratifs	5 451	2 252	278	1 751	9 732
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	4 412	4 412
BAIIA ajusté	97 535	35 346	10 865	(6 163)	137 583
Exercice clos le 31 décembre 2011					
Production (GWh)	1 552 846	352 580	—	—	1 905 426
Produits opérationnels	117 342	30 918	—	—	148 260
Charges :					
Charges opérationnelles	18 174	6 052	—	—	24 226
Frais généraux et administratifs	4 297	1 987	—	4 081	10 365
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	2 473	2 473
BAIIA ajusté	94 871	22 879	—	(6 554)	111 196

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Au 31 décembre 2012					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 322 173	423 634	139 222	438 924	2 323 953
Total du passif	836 859	383 435	144 555	271 172	1 636 021
Acquisitions d'immobilisations corporelles durant l'exercice	612	3 682	153	169 449	173 896
Au 31 décembre 2011					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 310 207	387 099	—	336 103	2 033 409
Total du passif	838 575	324 270	—	291 448	1 454 293
Acquisitions d'immobilisations corporelles durant l'exercice	1 305	484	—	192 396	194 185

Secteur de la production hydroélectrique

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, ce secteur a produit 2 % de moins d'électricité que la PMLT, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 123,6 M\$. Le niveau de production pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 est principalement attribuable aux débits d'eau inférieurs aux prévisions au premier et au quatrième trimestres de 2012 pour les installations du secteur situées en Colombie-Britannique et au troisième trimestre de 2012 pour celles situées en Ontario et au Québec.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, le secteur de la production hydroélectrique avait produit 3 % de plus d'électricité que la PMLT, en raison de conditions hydrologiques meilleures que prévu pour la plupart des installations de ce secteur, ce qui avait donné lieu à des produits opérationnels de 117,3 M\$.

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 2012, un accroissement des produits opérationnels aux États-Unis (0,6 M\$), les produits opérationnels supplémentaires tirés de l'acquisition des centrales Brown Lake et Miller Creek (1,0 M\$) et les produits opérationnels dégagés par les Centrales en exploitation de Harrison (5,2 M\$) au premier trimestre de 2012, comparativement à néant pour l'exercice correspondant en 2011, se sont traduits par une augmentation des produits opérationnels, partiellement contrebalancée par une baisse de la production en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec.

L'actif total a augmenté depuis le 31 décembre 2011, en raison principalement de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek, partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a diminué depuis le 31 décembre 2011, en raison principalement du remboursement prévu de la dette à long terme, partiellement contrebalancé par une augmentation du passif d'impôt différé lié à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

Secteur de la production éolienne

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le secteur de la production éolienne a produit 6 % de moins que la PMLT, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 45,6 M\$. Ce niveau de production inférieur est attribuable principalement à la période de 42 jours pendant laquelle la production au parc éolien Gros-Morne Phase I a été interrompue et au régime de vent inférieur pour tous les parcs éoliens, à l'exception de Montagne Sèche.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, le secteur de la production éolienne avait produit 7 % de moins d'électricité que la PMLT, en raison du régime de vent inférieur aux prévisions à tous les parcs éoliens, ce qui avait donné lieu à des produits opérationnels de 30,9 M\$. L'écart au chapitre des produits opérationnels est lié principalement aux parcs éoliens Montagne Sèche et Gros-Morne qui ont dégagé des apports de 15,7 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, comparativement à néant pour l'exercice correspondant en 2011. Ces apports ont été partiellement contrebalancés par une baisse de la production aux parcs éoliens Carleton et l'Anse-à-Valleau.

Le total de l'actif a augmenté depuis le 31 décembre 2011, en raison principalement de Gros-Morne, contrebalancé partiellement par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le total du passif a augmenté depuis le 31 décembre 2011, en raison principalement du transfert de la dette à long terme de Gros-Morne II, contrebalancé partiellement par le remboursement prévu de la dette à long terme.

Secteur de la production solaire

Ce nouveau secteur a été ajouté après la mise en service commercial du parc solaire Stardale le 15 mai 2012. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le secteur de la production solaire a produit 6 % de plus d'électricité que prévu, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 11,7 M\$.

Secteur de l'aménagement d'emplacements

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la priorité accrue aux Projets potentiels explique essentiellement la hausse des charges liées aux projets potentiels par rapport au même exercice en 2011. Cet élément est également à l'origine de la diminution des frais généraux et administratifs par rapport au même exercice en 2011.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2011 découle principalement des Projets en développement, particulièrement Kwoiek Creek et Northwest Stave River, partiellement contrebalancés par le transfert des actifs de Stardale au secteur de la production solaire.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2011 est principalement attribuable au transfert des dettes à long terme de Stardale et Gros-Morne II et au produit net de l'émission d'actions, dont une partie a servi à réduire les prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif, partiellement contrebalancés par les Projets en développement, particulièrement Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

RAPPORT DE GESTION

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

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 l'exercice considéré, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant principalement sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, la dépréciation d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, l'impôt différé 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 d'adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement dans la mesure où les hypothèses et les estimations devaient changer. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Si des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de l'exercice au cours duquel ils sont effectués. 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 2012.

MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

MODIFICATIONS DES IFRS AYANT UNE INCIDENCE SUR LA PRÉSENTATION ET LES INFORMATIONS À FOURNIR SEULEMENT

IAS 1 – Présentation des autres éléments du résultat global

L'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») a publié des modifications à IAS 1, *Présentation des états financiers*, afin de séparer les autres éléments du résultat global qui sont reclassés dans le résultat de ceux qui ne le sont pas.

Le 16 juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 1, *Présentation des états financiers*, exigeant que les entités regroupent séparément les autres éléments du résultat global susceptibles d'être reclassés dans la section du résultat net du compte de résultat de ceux qui ne le seront pas. Ces modifications confirment également les exigences actuelles qui requièrent la présentation du résultat net et des autres éléments du résultat global dans un état unique ou dans deux états consécutifs. Ces modifications entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} juillet 2012.

En mai 2012, l'IASB a publié d'autres modifications à IAS 1, *Présentation des états financiers*, lesquelles entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. L'adoption anticipée de ces modifications est permise. En vertu d'IAS 1, une entité qui change ses méthodes comptables de façon rétrospective ou qui effectue un retraitement rétrospectif ou un reclassement doit présenter un état de la situation financière arrêté au début de la période précédente. Les modifications d'IAS 1 précisent qu'une entité doit présenter un troisième état de la situation financière seulement lorsque l'application rétrospective, le retraitement rétrospectif ou le reclassement a une incidence significative sur l'information contenue dans le troisième état de la situation financière, et que la présentation de notes annexes dans le troisième état de la situation financière n'est pas nécessaire.

La Société a évalué cette norme et a déterminé qu'elle n'aura aucune incidence sur le résultat de ses activités ni sur sa situation financière.

IFRS NOUVELLES ET RÉVISÉES, PUBLIÉES MAIS NON ENCORE ENTRÉES EN VIGUEUR

IFRS 9 – Instruments financiers

Dans le cadre du projet de remplacement d'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, cette norme conserve mais simplifie le modèle d'évaluation mixte et définit deux catégories d'évaluation principales pour les actifs financiers. Plus précisément, la norme :

- traite du classement et de l'évaluation des actifs financiers;
- établit deux catégories d'évaluation principales pour les actifs financiers : le coût amorti et la juste valeur;
- établit que le classement dépend du modèle d'affaires de l'entité et des caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie liés à l'actif financier;
- élimine les catégories actuelles : détenus jusqu'à l'échéance, disponibles à la vente et prêts et créances.

Certaines modifications ont également été apportées en ce qui a trait à l'option de la juste valeur pour les passifs financiers et à la comptabilisation de certains dérivés liés à des instruments de capitaux propres non cotés.

La norme entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2015, et l'adoption anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence que pourrait avoir cette norme sur le résultat de ses activités et sur sa situation financière.

RAPPORT DE GESTION

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

IFRS 10 – États financiers consolidés

L'IASB a publié IFRS 10, qui fournit des directives supplémentaires pour déterminer si une entreprise détenue doit être consolidée. Les directives s'appliquent à toutes les entreprises détenues, y compris les entités ad hoc.

La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société a évalué cette norme et a déterminé qu'elle n'a aucune incidence sur le résultat de ses activités ni sur sa situation financière.

IFRS 11 – Partenariats

IFRS 11 porte sur le classement d'un partenariat sur lequel deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. Selon IFRS 11, le classement d'un partenariat à titre d'entreprise commune ou de coentreprise est effectué en fonction des droits et des obligations des parties à l'entreprise. Par ailleurs, selon les dispositions d'IFRS 11, les coentreprises doivent être comptabilisées suivant la méthode de la mise en équivalence, tandis que les entités contrôlées conjointement peuvent être comptabilisées suivant la méthode de la mise en équivalence ou la méthode de la consolidation proportionnelle.

Plusieurs participations dans des entreprises associées et des coentreprises sont consolidées dans la Société selon les IFRS. Ces participations sont soit consolidées en totalité, soit consolidées proportionnellement. Selon la norme révisée IFRS 11, certaines de ces participations pourraient devoir être comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière comme des participations dont les résultats seraient inscrits comme quote-part du bénéfice net d'une coentreprise ou d'une entreprise détenue.

La date d'entrée en vigueur de la norme révisée est le 1^{er} janvier 2013. La Société a évalué cette norme et a déterminé que l'application d'IFRS 11 se traduira par un changement de la méthode de comptabilisation des coentreprises, lesquelles seront comptabilisées au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Par conséquent, les soldes correspondant à chaque poste des états consolidés de la situation financière et des comptes consolidés de résultat devraient être sensiblement différents.

IFRS 12 – Informations à fournir sur les participations dans les autres entités

L'IASB a publié IFRS 12, qui regroupe et modifie les obligations en matière d'informations à fournir qui sont comprises dans d'autres normes. La norme exige qu'une entreprise fournisse des informations sur ses filiales, ses accords conjoints, ses entreprises associées et ses entités structurées non consolidées.

La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société a évalué cette norme et a déterminé qu'elle occasionnera une présentation d'informations plus détaillées, mais qu'elle n'aura aucune incidence sur les montants présentés dans les états financiers.

IFRS 13 – Évaluation à la juste valeur

L'IASB a publié IFRS 13, qui vise à fournir des directives détaillées pour les cas où les normes IFRS exigent que la juste valeur soit utilisée. La norme donne des directives sur l'évaluation de la juste valeur et impose des informations à fournir sur ces évaluations.

La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société a évalué cette norme et a déterminé qu'elle ne devrait avoir aucune incidence sur le résultat de ses activités ni sur sa situation financière.

IAS 28 (2011) - Participations dans des entreprises associées et des coentreprises

En 2011, IAS 28 a été modifiée. La norme modifiée prévoit la comptabilisation des participations dans des entreprises associées et explique l'application de la méthode de la mise en équivalence lors de la comptabilisation des participations dans des entreprises associées et des coentreprises. IAS 28 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société a évalué l'incidence de la modification apportée à IAS 28 et a conclu qu'elle se traduira par un changement de méthode de comptabilisation pour les coentreprises Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, S.E.C. qui devront être comptabilisées suivant la méthode de la mise en équivalence.

RISQUES ET INCERTITUDES

La Société est exposée à divers risques d'entreprise 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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2012. 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Mise en oeuvre de la stratégie

La stratégie de la Société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste: i) à acquérir ou à créer des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un rendement élevé sur le capital investi et ii) à distribuer un dividende stable. Toutefois, rien ne garantit que la société soit en mesure d'acquérir ou de créer des installations de production d'énergie de haute qualité à des prix attractifs pour poursuivre sa croissance.

La mise en oeuvre d'une stratégie de placement réussie fondée sur la valeur 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 sous-estimer les coûts liés au développement des installations de production d'énergie jusqu'à leur mise en service commerciale ou peut être incapable d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions dans ses activités existantes.

Ressources en capital

Le développement futur et la construction de nouvelles installations ainsi que la croissance 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 activités de la Société, d'emprunts ou de ventes 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 et de continuer à exercer ses activités 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.

Les efforts de mobilisation de capitaux de la Société pourraient comprendre l'émission et la vente 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.

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 liquidités 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 fluctuation de taux d'intérêt sur son financement par emprunt. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

RAPPORT DE GESTION

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

Régime 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. Les produits opérationnels de la Société pourraient être grandement touchés par des événements affectant les conditions hydrologiques des centrales hydroélectriques de la Société, notamment les débits faibles ou élevés des cours d'eau sur lesquels les centrales hydroélectriques de la Société sont situées. 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 sera tributaire du vent, qui varie naturellement. L'augmentation ou la diminution du vent à l'un des parcs éoliens au cours d'une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ce parc ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la Société. Finalement, la quantité d'énergie devant être produite par les projets d'énergie solaire de la Société sera tributaire de la disponibilité du rayonnement solaire, qui varie naturellement. Une réduction ou une augmentation de la quantité de rayonnement solaire à l'emplacement d'un des projets de parc solaire au cours d'une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ces centrales ainsi que des produits opérationnels et de la rentabilité de la Société.

Dépassement des coûts de construction et conception

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. Même une fois achevée, une installation peut ne pas fonctionner comme prévu 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 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 demeurera 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.

Développement de nouvelles installations

La Société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'énergie. Ces installations 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 nouvelles installations. Si certaines de ces installations de production d'énergie ne sont pas réalisées ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes imprévues sont engagés, cela pourrait nuire à la Société.

Permis

À l'heure actuelle, la Société ne détient pas toutes les approbations, les licences et les 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.

RAPPORT DE GESTION

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

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 terminés. Rien ne garantit que l'un des Projets potentiels résultera en une installation en exploitation.

Les permis environnementaux provinciaux et fédéraux devant être émis relativement à l'un des Projets en développement peuvent contenir des conditions qui doivent être remplies avant 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.

Rendement des projets et pénalités

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 opérationnels de la Société. Si l'une des installations de la Société produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année 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 opérationnels et sa rentabilité.

Défaillance de l'équipement

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 opérationnels, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable.

Taux d'intérêt et risque lié au 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 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

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 seront à des taux d'intérêt variables, ce qui les exposera au risque de l'augmentation des taux d'intérêt; et iv) la Société et ses filiales pourront 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 à 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.

Déclaration de dividendes à la discrétion du conseil

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.

RAPPORT DE GESTION

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

La Société peut ne pas déclarer ni verser un dividende 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.

Obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité

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. Au cours 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 sera moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

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.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les			
	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012	31 mars 2012
Production (MWh)	541 631	564 617	714 700	327 508
Produits opérationnels	48,5	47,5	56,0	28,8
BAIIA ajusté	35,5	37,0	46,2	18,9
Profit net latent (perte nette latente) sur instruments financiers dérivés	5,8	9,6	(28,0)	21,0
(Perte nette) bénéfice nette	(0,6)	(0,7)	11,9	7,8
Résultat net attribuable aux propriétaires de la société mère	1,8	(0,2)	(9,1)	8,9
Résultat net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action - de base et dilué)	0,01	(0,01)	(0,12)	0,10
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1,1	1,1	1,1	1,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13,6	13,5	11,8	11,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,145	0,145	0,145

RAPPORT DE GESTION

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les			
	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011	31 mars 2011
Production (MWh)	403 920	666,009	595,317	240,18
Produits opérationnels	33,1	50,5	43,8	20,8
BAlIA ajusté	21,8	40,1	34,6	14,7
Profit net latent (perte nette latente) sur instruments financiers dérivés	(19,6)	(40,5)	(10,9)	9,5
(Perte nette) bénéfice net	(21,0)	(21,6)	(6,8)	5,7
Résultat net attribuable aux propriétaires de la société mère	(13,9)	(26,2)	(6,5)	6,0
Résultat net attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action - de base et dilué)	(0,18)	(0,34)	(0,09)	0,08
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1,1	1,1	1,1	1,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	11,8	11,8	11,8	8,6
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par 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 opérationnels et le BAlIA ajusté varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 71 % de la production moyenne à long terme 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. De plus, l'ensoleillement est à son maximum pendant les mois d'été et à son niveau le plus bas pendant les mois d'hiver. 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. La production des parcs éoliens l'atténue également, puisque les régimes de vent sont généralement les plus importants lors du premier trimestre d'une année type.

En excluant les éléments non récurrents, le lecteur s'attendrait à ce que le résultat net attribuable aux propriétaires de la société mère et le résultat net par action attribuable aux propriétaires de la société mère reflètent 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 attribuable aux propriétaires de la société mère et du résultat net par action attribuable aux propriétaires de la société mère est la variation de la valeur marchande des instruments financiers dérivés. L'analyse historique du résultat net attribuable aux propriétaires de la société mère et du résultat net par action attribuable aux propriétaires de la société mère 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 du taux d'inflation et n'ont pas d'incidence sur le BAlIA ajusté ou les charges financières.

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Installations en exploitation

Au quatrième trimestre de 2012, les Installations en exploitation de la Société ont produit 541 631 MWh (403 920 MWh en 2011). L'augmentation est principalement attribuable à de meilleurs débits d'eau en Ontario et en Colombie-Britannique, à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek et à l'ajout des projets Stardale, Gros-Morne et Montagne Sèche.

Par rapport à la moyenne à long terme estimée, la Société a produit 2 % de moins d'énergie que prévu. La production globale des centrales hydroélectriques a été supérieure à la moyenne à long terme, tandis que celle des parcs éoliens a été inférieure aux prévisions. La production du parc solaire Stardale a été en phase avec sa PMLT.

Produits

La Société a enregistré des produits opérationnels de 48,5 M\$ pour le quatrième trimestre de 2012 (33,1 M\$ en 2011). Cette augmentation s'explique par les meilleurs débits d'eau en Ontario et en Colombie-Britannique, l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek et l'ajout des projets Stardale, Gros-Morne et Montagne Sèche.

RAPPORT DE GESTION

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

Charges

Au quatrième trimestre de 2012, la Société a encouru des charges opérationnelles de 9,4 M\$ (8,0 M\$ en 2011) en relation avec les installations de production d'électricité. L'augmentation est principalement attribuable au fait que la Société a exploité un plus grand nombre d'installations en 2012 qu'en 2011.

La Société a également encouru des frais généraux et administratifs de 1,8 M\$ pendant la période (2,5 M\$ en 2011).

Les charges liées aux projets potentiels ont totalisé 1,8 M\$ au quatrième trimestre de 2012 (0,9 M\$ en 2011). L'augmentation découle des efforts déployés par la Société pour mettre au point des projets POS en Colombie-Britannique et d'autres projets au Québec et en Ontario.

La Société a engagé des charges financières de 17,1 M\$ au cours du dernier trimestre de 2012 (15,3 M\$ en 2011). L'augmentation est attribuable principalement à l'accroissement de la dette et au prêt pour Stardale, qui était à taux variable en 2011 comparativement à un taux fixe en 2011. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par les intérêts compensatoires au titre de l'inflation inférieurs.

L'amortissement a totalisé 17,8 M\$ au quatrième trimestre de 2012 (14,3 M\$ en 2011). La différence s'explique principalement par l'accroissement des actifs découlant de l'ajout des projets Gros-Morne, Montagne Sèche et Stardale et de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

Au dernier trimestre de 2012, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 5,8 M\$ attribuable principalement à l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis le 30 septembre 2012. Pour la période correspondante de 2011, Innergex avait comptabilisé une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 19,6 M\$ attribuable à la diminution des taux d'intérêt de référence depuis le 30 septembre 2011.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2012, la charge d'impôt exigible s'est établie à 0,4 M\$ (1,4 M\$ en 2011). Innergex est en mesure de réduire au minimum l'impôt exigible en raison du jeune âge de ses immobilisations corporelles, qui se traduit par une importante déduction pour amortissement inutilisée.

La Société a enregistré une charge d'impôt différé de 5,3 M\$ au quatrième trimestre de 2012 (économie d'impôt différé de 6,9 M\$ en 2011). L'écart s'explique principalement par un profit net latent sur instruments financiers dérivés au quatrième trimestre de 2012, comparativement à une perte nette latente sur instruments financiers dérivés pour la période correspondante de 2011. La variation s'explique également par l'accroissement des produits au quatrième trimestre de 2012 par rapport à la période correspondante de 2011, partiellement contrebalancé par des hausses des charges opérationnelles et des charges liées aux projets potentiels (variation nette de 13,1 M\$).

Résultat net

La Société a comptabilisé une perte nette et un bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère de 0,6 M\$ et 1,8 M\$ respectivement (bénéfice net de 0,01 \$ par action – résultat de base et dilué) au quatrième trimestre de 2012. Pour la période correspondante de 2011, la perte nette et la perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère avaient totalisé 21,0 M\$ et 13,9 M\$ respectivement (perte nette de 0,18 \$ par action – résultat de base et dilué). Cette variation positive de 20,4 M\$ du résultat net est attribuable en grande partie à une augmentation de 15,4 M\$ des produits opérationnels et à une variation positive de 25,4 M\$ de la juste valeur de marché des dérivés. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une hausse de 1,8 M\$ des charges financières, un accroissement de 3,6 M\$ de l'amortissement et une variation défavorable de 11,2 M\$ de la charge d'impôt.

Le résultat de base et dilué par action pour le trimestre clos le 31 décembre 2012 est calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 93 614 376 et 93 772 572 actions ordinaires, respectivement. Pendant la période considérée, 1 263 000 options sur actions étaient non dilutives, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché étant inférieur au prix de levée. Les 1 473 684 options sur actions restantes étaient dilutives, le cours moyen des actions ordinaires de la Société étant supérieur au prix de levée. Elles ont toutefois été exclues du calcul du résultat par action étant donné que la Société a comptabilisé une perte nette pour le trimestre clos le 31 décembre 2012. Les Débentures convertibles étaient non dilutives, le cours moyen sur le marché étant inférieur au prix de conversion.

Au 14 mars 2013 et au 31 décembre 2012, la Société avait un total de 93 964 093 actions ordinaires, 80 500 Débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 2 736 684 options sur actions en circulation. Au 31 décembre 2011, elle avait 81 282 460 actions ordinaires, 80 500 Débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A et 2 677 444 options sur actions en circulation.

RAPPORT DE GESTION

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

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Viger-Denonville

Le 23 février 2013, l'entrepreneur d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction retenu pour le projet de parc éolien Viger-Denonville a reçu un ordre d'exécution, qui a été suivi peu après par l'émission du certificat d'autorisation du début des travaux de construction par le Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

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., l'auditeur indépendant, conformément aux **normes d'audit généralement reconnues du Canada**, pour le compte des actionnaires. Deloitte s.e.n.c.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, CMA
Chef de la direction financière et vice-président principal

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, le 14 mars 2013



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 2012 et au 31 décembre 2011, 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 les 31 décembre 2012 et 31 décembre 2011, 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 2012 et au 31 décembre 2011, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 31 décembre 2011, conformément aux Normes internationales d'information financière.

Montréal (Québec)
Le 14 mars 2013

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)

Pour les exercices clos les	Notes	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Produits			
Produits opérationnels		180 860	148 260
Charges			
Charges opérationnelles	7	29 133	24 226
Frais généraux et administratifs		9 732	10 365
Charges liées aux projets potentiels		4 412	2 473
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		137 583	111 196
Charges financières	8	63 281	53 122
Autres charges, montant net	9	15 527	2 693
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements et (profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		58 775	55 381
Amortissement des immobilisations corporelles	17	43 902	31 177
Amortissement des immobilisations incorporelles	18	21 835	19 793
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		(8 342)	61 479
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		1 380	(57 068)
Charge (économie) d'impôt	12		
Exigible		1 970	464
Différé		4 793	(13 828)
		6 763	(13 364)
Perte nette		(5 383)	(43 704)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux éléments suivants :			
Propriétaires de la société mère		1 405	(40 547)
Participations ne donnant pas le contrôle		(6 788)	(3 157)
		(5 383)	(43 704)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	13	86 557	75 681
Perte nette de base, par action	13	(0,03)	(0,59)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	13	86 708	75 755
Perte nette diluée, par action	13	(0,03)	(0,59)

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)

Pour les exercices clos les	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Perte nette	(5 383)	(43 704)
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net :		
(Perte) profit de change à la conversion d'une filiale étrangère autonome	(90)	100
Économie (charge) d'impôt différé	12	(15)
Profit (perte) de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans une filiale étrangère autonome	104	(110)
(Charge) économie d'impôt différé	(13)	15
Total des ajustements à la perte nette	13	(10)
Total du résultat global	(5 370)	(43 714)
Total du résultat global attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	1 418	(40 557)
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 788)	(3 157)
	(5 370)	(43 714)

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)

Aux	Notes	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		52 048	35 279
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	14	87 811	53 415
Débiteurs	15	50 786	36 894
Comptes de réserve	16	1 816	—
Actifs d'impôt exigible	12	443	1 664
Instruments financiers dérivés	6	2 116	1 791
Prêts consentis à des partenaires	32	23 444	—
Charges payées d'avance et autres		4 789	4 074
		223 253	133 117
Actifs non courants			
Comptes de réserve	16	46 933	42 154
Immobilisations corporelles	17	1 453 944	1 259 834
Immobilisations incorporelles	18	440 498	441 262
Frais de développement liés aux projets	19	107 165	98 042
Instruments financiers dérivés	6	6 698	8 248
Actifs d'impôt différé	12	5 846	24 485
Goodwill	20	8 269	8 269
Autres actifs non courants		31 347	17 998
		2 323 953	2 033 409

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)

Aux	Notes	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires		14 643	12 848
Fournisseurs et autres crédeurs	21	41 337	26 616
Passifs d'impôt exigible	12	1 541	2 835
Instruments financiers dérivés	6	17 855	20 287
Tranche à court terme de la dette à long terme	22	64 452	19 475
Contreparties conditionnelles	24	—	983
		139 828	83 044
Retenues de garantie au titre de la construction			
Instruments financiers dérivés	6	1 668	2 081
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme		64 023	71 158
		13 063	41 267
Dette à long terme	22	1 189 649	1 030 037
Composante passif des débentures convertibles	23	79 655	79 490
Contreparties conditionnelles	24	2 775	2 904
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	25	6 095	3 858
Passifs d'impôt différé	12	139 265	140 454
		1 636 021	1 454 293
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires	26 a)	120 500	1
Actions privilégiées	26 c)	131 069	82 589
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	26 e)	656 281	656 281
Païement fondé sur des actions		1 511	1 361
Composante capitaux propres des débentures convertibles	23	1 340	1 340
Déficit		(330 621)	(277 083)
Cumul des autres éléments du résultat global		241	228
Capitaux propres attribuables aux propriétaires		580 321	464 717
Participations ne donnant pas le contrôle		107 611	114 399
Total des capitaux propres		687 932	579 116
		2 323 953	2 033 409

Engagements et éventualités (se reporter à la note 30).

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)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Actions privilegiées	Surplus d'apport décaillant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débentures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Capitaux propres attribuables aux propriétaires	Participations ne donnant pas le contrôle	Capitaux propres
Solde au 1 ^{er} janvier 2012	81 282	1	82 589	656 281	1 361	1 340	(277 083)	228	464 717	114 399	579 116
Actions ordinaires émises le 26 juillet 2012 dans le cadre d'un placement privé	12 041	123 656							123 656		123 656
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 2 338 \$)		(6 747)							(6 747)		(6 747)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	279	2 935							2 935		2 935
Actions privilégiées de série C émises le 11 décembre 2012 (note 26)			50 000						50 000		50 000
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 526 \$)			(1 520)		(148)				(1 520)		(1 520)
Exercice d'options sur actions (note 26)	58	655							507		507
Bénéfice net (perte nette)							1 405		1 405	(6 788)	(5 383)
Autres éléments du résultat global								13	13		13
Total du résultat global			1 405	1 418	(6 788)	1 340	(277 083)	241	1 418	(6 788)	(5 370)
Paiement fondé sur des actions					298				298		298
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(50 693)		(50 693)		(50 693)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A							(4 250)		(4 250)		(4 250)
Solde au 31 décembre 2012	93 660	120 500	131 069	656 281	1 511	1 340	(330 621)	241	580 321	107 611	687 932

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

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

	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Actions privilegiées	Surplus d'apport déduisant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débitures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Capitaux propres attribuables aux propriétaires	Participations ne donnant pas le contrôle	Capitaux propres
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011											
Solde au 1 ^{er} janvier 2011	59 533	5 720	82 589	453 793	928	1 340	(188 296)	238	356 312	2 588	358 900
Actions ordinaires émises le 4 avril 2011 :											
– Émission publique	17 750	163 527							163 527		163 527
– Placement privé	3 999	39 018							39 018		39 018
– Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 2 030 \$)		(5 776)							(5 776)		(5 776)
Acquisitions d'entreprises (note 5 b)									—	114 968	114 968
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 26 e)		(202 488)		202 488					—		—
Perte nette							(40 547)		(40 547)	(3 157)	(43 704)
Autres éléments du résultat global								(10)	(10)		(10)
Total de la perte globale	—	—	—	—	—	—	(40 547)	(10)	(40 557)	(3 157)	(43 714)
Paiement fondé sur des actions					433				433		433
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(43 990)		(43 990)		(43 990)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A							(4 250)		(4 250)		(4 250)
Solde au 31 décembre 2011	81 282	1	82 589	656 281	1 361	1 340	(277 083)	228	464 717	114 399	579 116

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)

Pour les exercices clos les	Notes	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Activités opérationnelles			
Perte nette		(5 383)	(43 704)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		43 902	31 177
Amortissement des immobilisations incorporelles		21 835	19 793
(Profit net) perte nette latent(e) sur instruments financiers dérivés		(8 342)	61 479
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	8	3 362	7 199
Amortissement des frais de financement	8	729	231
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débentures convertibles	8	1 526	1 084
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	8	222	330
Charge de désactualisation des contreparties conditionnelles	8	228	177
Paieement fondé sur des actions		298	433
Impôt différé		4 793	(13 828)
Autres		353	100
Incidence de la variation des taux de change		(84)	(296)
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	8	57 214	44 101
Intérêts versés		(57 304)	(42 035)
(Profit) perte sur les contreparties conditionnelles	9	(357)	1 858
Contreparties conditionnelles versées	24	(983)	(1 147)
Charge d'impôt exigible		1 970	464
Impôt sur le résultat payé, montant net		(2 039)	(243)
		61 940	67 173
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel	28	241	(23 728)
		62 181	43 445
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(45 963)	(40 836)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(4 250)	(4 620)
Augmentation de la dette à long terme		405 657	270 117
Remboursement au titre de la dette à long terme		(202 245)	(47 475)
Paieement des frais de financement différés		(4 248)	(5 983)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		114 571	155 721
Produit net de l'émission d'actions privilégiées de série C		48 350	—
Produit de l'exercice d'options sur actions	26 d)	507	—
		312 379	326 924

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)

Pour les exercices clos les	Notes	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Activités d'investissement			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises		—	4 943
Acquisitions d'entreprises	5	(68 635)	(160 844)
Ajouts aux immobilisations corporelles		(186 760)	(178 896)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(1 929)	(3 469)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(8 146)	(31 726)
Ajouts aux autres actifs non courants		(27 892)	(724)
Augmentation des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		(34 396)	(15 531)
Remboursement d'un prêt consenti à un partenaire		—	1 000
Prêts consentis à des partenaires		(23 444)	—
Produit de la cession d'immobilisations corporelles		56	28
Fonds nets prélevés de la réserve pour nivellement		—	494
Fonds nets (investis dans) prélevés de la réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne		(7 123)	5 933
Fonds nets prélevés de la réserve pour travaux d'entretien majeurs		514	1 562
		(357 755)	(377 230)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(36)	24
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		16 769	(6 837)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début		35 279	42 116
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin		52 048	35 279
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		35 551	22 940
Placements à court terme		16 497	12 339
		52 048	35 279

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 états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration le 14 mars 2013.

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

NOTES ANNEXES

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

Principales filiales

Le tableau suivant présente de l'information sur les principales filiales de la Société au 31 décembre 2012. Toutes les filiales sont situées au Canada, à l'exception de la filiale Horseshoe Bend Hydroelectric Company, qui est située aux États-Unis.

Filiales	Droits de vote détenus ¹ %	Méthode comptable utilisée
Ashlu Creek Investments, L.P.	100	Consolidation
Big Silver Creek Power L.P.	100	Consolidation
Brown Miller Power L.P. ²	100	Consolidation
Glen Miller Power, L.P.	100	Consolidation
Horseshoe Bend Hydroelectric Company	100	Consolidation
Hydro-Windsor, S.E.C.	100	Consolidation
Innergex, S.E.C.	100	Consolidation
Innergex AAV, S.E.C. ³	100	Consolidation
Innergex BDS, S.E.C. ³	100	Consolidation
Innergex CAR, S.E.C. ³	100	Consolidation
Innergex GM, S.E.C. ³	100	Consolidation
Innergex MS, S.E.C. ³	100	Consolidation
Innergex Montmagny, S.E.C.	100	Consolidation
Northwest Stave River Hydro L.P.	100	Consolidation
Rutherford Creek Power L.P.	100	Consolidation
Stardale Solar L.P. ⁴	100	Consolidation
Trent-Severn Power, L.P.	100	Consolidation
Tretheway Creek Power L.P.	100	Consolidation
Boulder Creek Power L.P.	66,67	Consolidation avec participation ne donnant pas le contrôle
Creek Power Inc.	66,67	Consolidation avec participation ne donnant pas le contrôle
Fitzsimmons Creek Hydro, L.P.	66,67	Consolidation avec participation ne donnant pas le contrôle
Upper Lillooet River Power L.P.	66,67	Consolidation avec participation ne donnant pas le contrôle
Douglas Creek Project L.P. ⁵	50,01	Consolidation avec participation ne donnant pas le contrôle
Fire Creek Project L.P. ⁵	50,01	Consolidation avec participation ne donnant pas le contrôle
Lamont Creek Project L.P. ⁵	50,01	Consolidation avec participation ne donnant pas le contrôle
Stokke Creek Project L.P. ⁵	50,01	Consolidation avec participation ne donnant pas le contrôle
Tipella Creek Project L.P. ⁵	50,01	Consolidation avec participation ne donnant pas le contrôle
Upper Stave Project L.P. ⁵	50,01	Consolidation avec participation ne donnant pas le contrôle
Kwoiek Creek Resources, L.P.	50	Consolidation avec participation ne donnant pas le contrôle
Viger-Denonville, S.E.C.	50	Consolidation proportionnelle
Umbata Falls, L.P.	49	Consolidation proportionnelle

1. Le pourcentage de la participation et le pourcentage des droits de vote détenus sont identiques, sauf en ce qui a trait au projet Kwoiek Creek, dans lequel la Société détient une participation économique de plus de 50 %.

2. Les résultats sont consolidés depuis l'acquisition le 12 octobre 2012.

3. Détenteur indivis d'une participation de 38 % dans les parcs éoliens de L'Anse-à-Valleau, de Baie-des-Sables, de Carleton, de Gros-Morne et de Montagne-Sèche pour lesquels la méthode comptable de consolidation proportionnelle est utilisée.

4. Les résultats sont consolidés depuis l'acquisition le 20 avril 2011.

5. Les résultats sont consolidés depuis l'acquisition le 4 avril 2011.

NOTES ANNEXES

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

1. MODE DE PRÉSENTATION ET ÉNONCÉ DE CONFORMITÉ

Ces états financiers consolidés ont été préparés conformément 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 Modifications des IFRS ayant une incidence sur la présentation et les informations à fournir seulement

IAS 1 – Présentation des autres éléments du résultat global

L'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») a publié des modifications à IAS 1, *Présentation des états financiers*, afin de séparer les autres éléments du résultat global qui sont reclassés dans le résultat de ceux qui ne le sont pas.

Le 16 juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 1, *Présentation des états financiers*, exigeant que les entités regroupent séparément les autres éléments du résultat global susceptibles d'être reclassés dans la section du résultat net du compte de résultat de ceux qui ne le seront pas. Ces modifications confirment également les exigences actuelles qui requièrent la présentation du résultat net et des autres éléments du résultat global dans un état unique ou dans deux états consécutifs. Ces modifications entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} juillet 2012.

En mai 2012, l'IASB a publié d'autres modifications à IAS 1, *Présentation des états financiers*, lesquelles entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. L'adoption anticipée de ces modifications est permise. En vertu d'IAS 1, une entité qui change ses méthodes comptables de façon rétrospective ou qui effectue un retraitement rétrospectif ou un reclassement doit présenter un état de la situation financière arrêté au début de la période précédente. Les modifications d'IAS 1 précisent qu'une entité doit présenter un troisième état de la situation financière seulement lorsque l'application rétrospective, le retraitement rétrospectif ou le reclassement a une incidence significative sur l'information contenue dans le troisième état de la situation financière, et que la présentation de notes annexes dans le troisième état de la situation financière n'est pas nécessaire.

La Société a évalué cette norme et a déterminé qu'elle n'aura aucune incidence sur le résultat de ses activités ni sur sa situation financière.

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

IFRS 9 – Instruments financiers

Dans le cadre du projet de remplacement d'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, cette norme conserve mais simplifie le modèle d'évaluation mixte et définit deux catégories d'évaluation principales pour les actifs financiers. Plus précisément, la norme :

- traite du classement et de l'évaluation des actifs financiers;
- établit deux catégories d'évaluation principales pour les actifs financiers : le coût amorti et la juste valeur;
- établit que le classement dépend du modèle d'affaires de l'entité et des caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie liés à l'actif financier;
- élimine les catégories actuelles : détenus jusqu'à l'échéance, disponibles à la vente et prêts et créances.

Certaines modifications ont également été apportées en ce qui a trait à l'option de la juste valeur pour les passifs financiers et à la comptabilisation de certains dérivés liés à des instruments de capitaux propres non cotés.

La norme entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2015, et l'adoption anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence que pourrait avoir cette norme sur le résultat de ses activités et sur sa situation financière.

NOTES ANNEXES

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

IFRS 10 – États financiers consolidés

L'IASB a publié IFRS 10, qui fournit des directives supplémentaires pour déterminer si une entreprise détenue doit être consolidée. Les directives s'appliquent à toutes les entreprises détenues, y compris les entités ad hoc.

La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société a évalué cette norme et a déterminé qu'elle n'a aucune incidence sur le résultat de ses activités ni sur sa situation financière.

IFRS 11 – Partenariats

IFRS 11 porte sur le classement d'un partenariat sur lequel deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. Selon IFRS 11, le classement d'un partenariat à titre d'entreprise commune ou de coentreprise est effectué en fonction des droits et des obligations des parties à l'entreprise. Par ailleurs, selon les dispositions d'IFRS 11, les coentreprises doivent être comptabilisées suivant la méthode de la mise en équivalence, tandis que les entités contrôlées conjointement peuvent être comptabilisées suivant la méthode de la mise en équivalence ou la méthode de la consolidation proportionnelle.

Plusieurs participations dans des entreprises associées et des coentreprises sont consolidées dans la Société selon les IFRS. Ces participations sont soit consolidées en totalité, soit consolidées proportionnellement. Selon la norme révisée IFRS 11, certaines de ces participations pourraient devoir être comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière comme des participations dont les résultats seraient inscrits comme quote-part du bénéfice net d'une coentreprise ou d'une entreprise détenue.

La date d'entrée en vigueur de la norme révisée est le 1^{er} janvier 2013. La Société a évalué cette norme et a déterminé que l'application d'IFRS 11 se traduira par un changement de la méthode de comptabilisation des coentreprises, lesquelles seront comptabilisées au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Par conséquent, les soldes correspondant à chaque poste des états consolidés de la situation financière et des comptes consolidés de résultat devraient être sensiblement différents.

IFRS 12 – Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités

L'IASB a publié IFRS 12, qui regroupe et modifie les obligations en matière d'informations à fournir qui sont comprises dans d'autres normes. La norme exige qu'une entreprise fournisse des informations sur ses filiales, ses accords conjoints, ses entreprises associées et ses entités structurées non consolidées.

La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société a évalué cette norme et a déterminé qu'elle occasionnera une présentation d'informations plus détaillées, mais qu'elle n'aura aucune incidence sur les montants présentés dans les états financiers.

IFRS 13 – Évaluation de la juste valeur

L'IASB a publié IFRS 13, qui vise à fournir des directives détaillées pour les cas où les normes IFRS exigent que la juste valeur soit utilisée. La norme donne des directives sur l'évaluation de la juste valeur et impose des informations à fournir sur ces évaluations.

La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société a évalué cette norme et a déterminé qu'elle ne devrait avoir aucune incidence sur le résultat de ses activités ni sur sa situation financière.

IAS 28 (2011) – Participations dans des entreprises associées et des coentreprises

En 2011, IAS 28 a été modifiée. La norme modifiée prévoit la comptabilisation des participations dans des entreprises associées et explique l'application de la méthode de la mise en équivalence lors de la comptabilisation des participations dans des entreprises associées et des coentreprises. IAS 28 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société a évalué l'incidence de la modification apportée à IAS 28 et a conclu qu'elle se traduira par un changement de méthode de comptabilisation pour les coentreprises Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, S.E.C. qui devront être comptabilisées suivant la méthode de la mise en équivalence.

NOTES ANNEXES

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

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 a le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles des filiales afin d'obtenir des avantages de leurs activités. 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.

Coentreprises

Une coentreprise est un accord contractuel en vertu duquel la Société et d'autres parties conviennent d'exercer une activité économique sous contrôle conjoint de telle sorte que les décisions stratégiques financières et opérationnelles correspondant aux activités de la coentreprise imposent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Lorsque l'accord de coentreprise implique la création d'une entité distincte dans laquelle chaque coentrepreneur détient une participation, il s'agit d'une entité contrôlée conjointement.

La Société présente ses participations dans des entités contrôlées conjointement selon la méthode de la consolidation proportionnelle. La quote-part de l'actif, du passif, des produits et des charges des entités contrôlées conjointement revenant à la Société est combinée ligne par ligne aux éléments équivalents des états financiers consolidés.

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 pris en charge, 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 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 comptabilisées au titre du coût de l'acquisition lorsqu'elles sont admissibles à titre d'ajustements de fin 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.

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 ne donnant 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.

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 pour assurer sa stabilité.

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.

NOTES ANNEXES

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

Les conventions de crédit restreignent la disponibilité des fonds compris dans les comptes de liquidités et de placements à court terme soumis à restrictions.

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 la mise en service 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 en fonction des 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.

L'amortissement des centrales hydroélectriques est fondé sur la durée d'utilité estimative des actifs selon le mode linéaire sur i) une période de 15 à 75 ans, ou ii) la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux périodes. L'amortissement des parcs éoliens est calculé sur la durée d'utilité estimative des actifs selon le mode linéaire sur i) une période de 15 à 25 ans, ou ii) la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux périodes. L'amortissement de l'installation solaire est calculé sur la durée d'utilité estimative des actifs selon le mode linéaire sur i) une période de 25 ans, ou ii) la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux périodes. Les autres équipements sont amortis selon le mode linéaire sur une période allant de 3 à 10 ans. Les dépenses liées aux améliorations qui ont pour effet d'accroître ou de prolonger la durée d'utilité ou la capacité d'un actif sont inscrites à l'actif. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les immobilisations corporelles ne sont amorties qu'à partir du moment où elles sont prêtes pour leur utilisation prévue.

Les durées d'utilité estimatives, les valeurs résiduelles et les méthodes d'amortissement sont examinées à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et toute variation 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 admissibles, 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.

Le revenu de placement gagné par suite du placement temporaire d'emprunts précis jusqu'à ce que ces derniers soient utilisés pour engager des dépenses à l'égard d'actifs admissibles est déduit du coût d'emprunt admissible à la capitalisation.

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

NOTES ANNEXES

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

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

Type d'immobilisations corporelles	Années de fin de la période d'amortissement	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Installations hydroélectriques	De 2019 à 2079	De 15 à 75 ans
Parcs éoliens	De 2021 à 2037	De 15 à 25 ans
Installation solaire	2037	25 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 à durée d'utilité déterminée sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur.

Les immobilisations incorporelles comprennent divers permis, licences et accords. 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. Elles sont amorties selon le mode linéaire sur une période allant de 11 à 40 ans se terminant à la date d'échéance des permis, licences ou accords relatifs à chaque installation. 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 de trois ans.

La durée d'utilité estimative et la méthode d'amortissement sont examinées à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et les variations sont comptabilisées 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 2014 à 2050	De 11 à 40 ans
Parcs éoliens	De 2026 à 2028	De 19 à 20 ans
Installation solaire	2032	20 ans
Garanties prolongées des éoliennes	De 2012 à 2016	3 ans

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux 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. 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 à la mise en valeur sont incorporés aux frais de développement liés aux projets.

Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles 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 et incorporelles afin de déterminer s'il y a une indication que ces immobilisations ont subi une perte de valeur. 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.

NOTES ANNEXES

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

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 avoir subi une perte de valeur.

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 à leur valeur actuelle 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 identifiables acquis et des passifs repris à la date d'acquisition. Si, à la suite d'une réévaluation, le montant net de la valeur des actifs identifiables acquis et des passifs repris 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'entreprise.

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 avoir subi une perte de valeur. 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 un dépôt de 25 000 \$ pour l'acquisition d'installations d'Hydroméga, 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 de prêts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en construction de la Société.

NOTES ANNEXES

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

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

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

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées à titre de passif lorsque ces obligations sont engagées et sont évaluées à la valeur actuelle, s'il est possible de faire une estimation raisonnable des coûts prévus pour régler le passif, actualisés au taux avant impôt en vigueur pour ce passif. Dans les exercices subséquents, le passif est ajusté pour tenir compte de changements découlant de l'écoulement du temps et de révisions apportées soit à 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 ou au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés 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

Les actifs et les passifs financiers sont initialement comptabilisés à la juste valeur. Les évaluations subséquentes sont effectuées en fonction de leur classement selon les critères décrits plus loin. Le classement est déterminé en fonction de l'objectif établi lors de l'achat ou de l'émission des instruments financiers, de leurs caractéristiques et de leur désignation par la Société.

Tous les instruments financiers sont classés dans l'une des cinq catégories suivantes : détenus à des fins de transaction, prêts et créances, autres passifs financiers, placements détenus jusqu'à l'échéance ou actifs financiers disponibles à la vente.

Les coûts de transaction liés aux actifs financiers détenus à des fins de transaction sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts de transaction liés aux actifs financiers disponibles à la vente, aux actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance, aux autres passifs financiers et aux prêts et créances sont ajoutés à la valeur comptable de l'actif ou déduits de la valeur comptable du passif et ils sont alors constatés sur la durée d'utilité prévue de l'instrument au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.

La Société a établi les classements suivants :

- Les instruments financiers dérivés ont été classés comme détenus à des fins de transaction et, par conséquent, sont évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.
- Le revenu de placement réalisé sur les actifs ou les passifs désignés comme étant détenus à des fins de transaction est inclus dans les autres charges, montant net, dans les comptes consolidés de résultat.
- Les profits nets ou les pertes nettes sur les actifs ou les passifs classés comme étant détenus à des fins de transaction sont compris dans les comptes consolidés de résultat à titre de profit ou de perte sur instruments financiers dérivés. Ces profits nets ou pertes nettes ne comprennent pas le revenu de placement.
- La trésorerie et les équivalents de trésorerie, les liquidités et les placements à court terme soumis à restrictions, la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus dans des comptes de réserve, les débiteurs et les prêts consentis à des partenaires sont classés dans les prêts et créances et sont évalués au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.
- Les placements à court terme et les titres garantis par le gouvernement détenus dans les comptes de réserve sont classés comme actifs détenus jusqu'à l'échéance et comptabilisés au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.

NOTES ANNEXES

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

- Les fournisseurs et autres crédateurs, les dividendes à verser aux actionnaires, les retenues de garantie au titre de la construction, les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme, la dette à long terme, les débetures convertibles et les contreparties conditionnelles sont classés dans la catégorie des autres passifs financiers et sont comptabilisés au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.
- La Société ne détient aucun actif financier disponible à la vente.

Les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur 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).

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.

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, 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.

Relations de couverture

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de taux d'intérêt sur le financement par emprunt. La politique de la Société consiste à ne pas utiliser les instruments financiers dérivés à des fins de transaction ou de spéculation.

Les instruments dérivés qui constituent des couvertures économiques, mais qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, sont constatés dans les états consolidés de la situation financière à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans le résultat. La Société n'utilise pas la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés.

Comptabilisation des produits

Les produits sont comptabilisés selon la comptabilité d'exercice au moment de la livraison de l'électricité à des tarifs qui sont conformes aux contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») conclus auprès des services d'électricité 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 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 commerciale de chaque installation. En vertu des accords d'achat d'électricité, la Société doit transférer à Hydro-Québec 75 % de la subvention relative 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 12 693 \$ (12 136 \$ en 2011) est inclus dans les produits opérationnels, 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 opérationnelles.

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 dépenses auxquels ils se rapportent.

Paiement fondé sur des actions

La Société évalue les attributions d'options sur actions réglées en instruments de capitaux propres au moyen de la méthode de la comptabilisation à la juste valeur. La charge est évaluée à la juste valeur de l'attribution, à la date d'attribution, et est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits relatifs aux options qui vont éventuellement devenir acquis. Les droits relatifs aux attributions d'options sur actions réglées en instruments de capitaux propres qui deviennent acquis graduellement sont comptabilisés comme une attribution distincte et évalués à la juste valeur de façon séparée. La juste valeur des options est amortie au résultat sur la période d'acquisition des droits avec montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les 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.

Écart de change

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 dans le 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 par action

Le bénéfice de base par action 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 dilué par action. Le bénéfice dilué par action est calculé de la même manière que le bénéfice de base 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 et des bons de souscription, 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 prix moyen de marché au cours 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 dépréciation d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, 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 dans la mesure où les hypothèses et les estimations devaient changer. 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

Les immobilisations corporelles représentent une partie importante du total de l'actif de la Société. La Société estime la durée d'utilité des immobilisations corporelles 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 et des immobilisations incorporelles

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 répartit 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 compte tenu de plusieurs hypothèses liées, notamment, à la production, aux bénéfices, aux charges, aux taux d'intérêt et aux taux d'actualisation.

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 le renversement 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 du moment, des sources et du niveau du bénéfice imposable futur.

5. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a) Acquisition de Brown Miller Power L.P.

Le 12 octobre 2012, la Société a conclu l'acquisition de toutes les parts émises et en circulation de Brown Miller Power L.P., le propriétaire des centrales hydroélectriques au fil de l'eau Brown Lake et Miller Creek situées en Colombie-Britannique. La contrepartie en espèces totale, sous réserve de certains ajustements, s'est chiffrée à environ 68 635 \$.

NOTES ANNEXES

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

L'énergie produite par ces installations est vendue en totalité à British Columbia Hydro and Power Authority, aux termes de deux CAÉ dont les durées restantes viennent à échéance en 2016 et en 2023, respectivement, pour la centrale Brown Lake et pour la centrale Miller Creek.

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 des installations de Brown Miller Power L.P. a permis d'ajouter une puissance installée nette additionnelle d'environ 40,2 MW au portefeuille de centrales hydroélectriques en exploitation de la Société.

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

Débiteurs	429
Charges payées d'avance et autres	153
Immobilisations corporelles	64 391
Immobilisations incorporelles	13 436
Passifs courants	(9)
Impôt différé	(9 765)
Actifs nets acquis	68 635

Le prix d'achat et la répartition du prix d'achat estimatifs demeurent assujettis à la finalisation de l'évaluation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, de l'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 1er janvier 2012, les produits et la perte consolidés auraient été de 184 606 \$ et de 6 123 \$, respectivement, pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Les montants des produits et de la perte nette de Brown Miller Power L.P. depuis le 12 octobre 2012 présentés dans le compte consolidé de résultat se sont chiffrés à 1 013 \$ et à 137 \$, respectivement, pour la période de 81 jours close le 31 décembre 2012.

b) Acquisition de Cloudworks Energy Inc.

Le 4 avril 2011, la Société a conclu l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation de Cloudworks Energy Inc. (« Cloudworks ») (l'« acquisition de Cloudworks »). La contrepartie totale s'est chiffrée à 191 083 \$, dont une tranche de 149 669 \$ était payable en espèces (la « contrepartie en espèces »), une tranche de 39 018 \$ était payable au moyen d'un placement privé d'actions ordinaires de la Société, au prix de 9,75 \$ par action ordinaire, et une tranche de 2 396 \$ devra être payée au moyen d'une contrepartie conditionnelle déterminée en fonction du rendement du portefeuille d'actifs de Cloudworks.

Le portefeuille d'actifs de Cloudworks comprend une participation de 50,01 % dans six centrales hydroélectriques au fil de l'eau d'une puissance installée brute combinée de 150 mégawatts (les « centrales en exploitation de Harrison »), la propriété exclusive de projets d'hydroélectricité au fil de l'eau de 81 MW qui en sont au stade de développement et qui font l'objet de CAÉ d'une durée de 40 ans ainsi que la propriété exclusive de projets d'hydroélectricité au fil de l'eau qui en sont à différents stades de développement et dont la puissance installée potentielle se chiffre à plus de 800 MW.

L'énergie produite par ces installations est vendue en totalité à British Columbia Hydro and Power Authority, aux termes de CAÉ d'une durée de 40 ans.

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. En ajoutant à son portefeuille d'actifs les centrales hydroélectriques à faibles risques mises en service récemment, la Société estime qu'elle améliore la stabilité de ses flux de trésorerie et la durabilité de son dividende. En outre, l'opération devrait avoir un effet positif sur les flux de trésorerie disponibles par action lors de la mise en service de trois projets hydroélectriques au fil de l'eau en développement faisant l'objet de CAÉ d'une durée de 40 ans et ayant une puissance installée potentielle de 81 MW. De plus, grâce à l'opération, la Société a accru considérablement sa présence en Colombie-Britannique.

NOTES ANNEXES

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

Pour financer la contrepartie en espèces, la Société a vendu des bons de souscription de la Société par voie de prise ferme par l'intermédiaire d'un syndicat de preneurs fermes. L'entente avec le syndicat prévoyait l'émission de 17 750 000 reçus de souscription au prix de 9,35 \$ le reçu de souscription afin de générer un produit brut de 165 963 \$. Le produit du financement par reçu de souscription a été détenu en mains tierces jusqu'à la conclusion de l'acquisition de Cloudworks. Les reçus de souscription ont donc été échangés contre des actions ordinaires de la Société lors de la conclusion de l'acquisition de Cloudworks à raison de un pour une, sans contrepartie additionnelle.

i. Le produit net tiré des reçus de souscription et du placement privé a été déterminé comme suit :

	Reçus de souscription	Placement privé	Total
Actions émises (en milliers)	17 750	3 999	21 749
Prix des actions (en dollars par action)	9,35	9,75	9,42
Valeur des actions émises	165 963	39 018	204 981
Frais d'émission	(7 806)		(7 806)
Paiement d'équivalent de dividende remboursé aux porteurs de souscriptions	(2 436)		(2 436)
Produit net	155 721	39 018	194 739

Une tranche totalisant 188 687 \$ du produit net de 194 739 \$ a été utilisée aux fins de l'acquisition de Cloudworks. Le solde a été utilisé par la Société pour accroître sa flexibilité financière, pour réduire sa dette et pour les besoins généraux de l'entreprise.

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

Prix d'achat versé aux vendeurs	188 687
Contreparties conditionnelles	2 396
Total du prix d'achat	191 083

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

	Répartition finale du prix d'achat
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 942
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	37 693
Débiteurs	3 080
Charges payées d'avance et autres	211
Comptes de réserve	28 601
Immobilisations corporelles	438 541
Immobilisations incorporelles	235 974
Frais de développement liés aux projets	100 746
Actifs d'impôt différé	1 654
Autres actifs à long terme	2 936
Fournisseurs et autres créditeurs	(14 471)
Tranche à court terme de la dette à long terme	(6 963)
Dette à long terme	(459 273)
Passifs d'impôt différé	(67 620)
Participations ne donnant pas le contrôle	(114 968)
Actifs nets acquis	191 083

NOTES ANNEXES

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

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

- iv. La convention d'achat d'actions prévoit une contrepartie conditionnelle potentielle consistant en des montants supplémentaires versés aux vendeurs en fonction du résultat sur une période de plus de 40 ans. La juste valeur de marché de la contrepartie conditionnelle à payer était estimée à 2 396 \$. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 24.
- v. Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2011, les produits et la perte consolidés auraient été de 154 650 \$ et de 50 675 \$, respectivement, pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Les montants des produits et de la perte nette de Cloudworks Energy Inc. depuis le 4 avril 2011 présentés dans le compte consolidé de résultat se sont chiffrés à 46 595 \$ et à 141 \$, respectivement, pour la période de 271 jours close le 31 décembre 2011.

c) Acquisition du projet d'énergie solaire Stardale

Le 20 avril 2011, la Société a conclu l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation de Solaris Energy Partners Inc. (« Solaris »). La contrepartie totale s'est chiffrée à 11 778 \$, dont une tranche de 11 175 \$ était payable en espèces, et une tranche de 603 \$ était payable au moyen d'une contrepartie conditionnelle. Solaris détenait les droits de développement du projet d'énergie solaire photovoltaïque Stardale (le « projet Stardale »), d'une puissance de 33,2 MW_{CC}, et situé en Ontario, au Canada.

L'énergie produite par le projet Stardale est vendue en totalité à Ontario Power Authority, aux termes de CAÉ d'une durée de 20 ans.

Avec l'acquisition du projet Stardale, la Société s'est positionnée dans un nouveau secteur. La technologie solaire a fait ses preuves : elle est fiable et simple. La Société est d'avis que les risques liés à l'exploitation sont minimes. En outre, le soleil fournit une ressource stable et prévisible, qui donnera lieu, selon la Société, à des flux de trésorerie stables générés par le projet Stardale pour les 20 prochaines années et plus.

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

Prix d'achat versé aux vendeurs	11 175
Contrepartie conditionnelle	603
Total du prix d'achat	11 778

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

	Répartition finale du prix d'achat
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1
Débiteurs	59
Immobilisations corporelles	3 722
Immobilisations incorporelles	9 538
Autres actifs à long terme	600
Passifs d'impôt différé	(2 142)
	11 778

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

La convention d'achat d'actions prévoit une contrepartie conditionnelle potentielle consistant en des montants supplémentaires versés aux vendeurs en fonction du résultat sur une période de trois ans. La juste valeur de marché de la contrepartie conditionnelle à payer était estimée à 603 \$. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 24.

NOTES ANNEXES

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

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2011, les produits et la perte nette consolidés auraient été identiques pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, car le projet était en construction et les coûts ont été inscrits à l'actif.

Les montants des produits et du bénéfice du projet d'énergie solaire Stardale depuis le 20 avril 2011 qui sont présentés dans le compte consolidé de résultat étaient de néant pour la période de 255 jours close le 31 décembre 2011.

6. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La Société comptabilise des instruments financiers dérivés incorporés séparément des contrats hôtes. Ces instruments financiers se rapportent 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 minimale de 3 % et le taux d'inflation à long terme, estimé à 2 % au 31 décembre 2012, pour la durée restante de ces contrats, actualisé à un taux de 3,06 %. L'effet escompté d'une hausse du taux d'inflation à long terme de 0,1 % réduirait la juste valeur de ces instruments financiers de 822 \$. Une baisse du taux d'inflation à long terme de 0,1 % augmenterait la juste valeur de ces instruments financiers de 818 \$.

La Société détient des swaps de taux d'intérêt à terme et des contrats à terme sur obligation (« instruments de couverture du taux d'intérêt ») qui lui permettent d'éliminer son exposition aux taux d'intérêt variables payables sur la tranche de sa dette à long terme qui est couverte par de tels contrats. Les contrats ont comme contreparties d'importantes institutions financières, et la Société ne prévoit pas de défaut de règlement de leur part. L'effet escompté d'une hausse de la courbe des taux swap de 0,1 % augmenterait de 5 447 \$ la juste valeur de ces instruments financiers. Inversement, une baisse de la courbe des taux swap de 0,1 % diminuerait de 5 523 \$ la juste valeur de ces instruments financiers.

La Société détient des contrats de change à terme qui lui permettent d'éliminer le risque que constituerait toute appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien sur les achats de matériel. Les contrats de change à terme viendront à échéance en 2013. L'incidence estimée d'une hausse du dollar canadien de 0,01 \$ par rapport à 1,00 € diminuerait de 67 \$ la juste valeur de ces instruments financiers. Inversement, une baisse du dollar canadien de 0,01 \$ par rapport à 1,00 € se traduirait par une augmentation de 67 \$ de la juste valeur de ces instruments financiers.

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 2012

Rapprochement des évaluations à la juste valeur des actifs financiers

	Contrats 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 2012	—	—	10 039	10 039
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés	423	—	(1 648)	(1 225)
Règlements	—	—	—	—
Profit net (perte nette) latent(e) sur instruments financiers dérivés	423	—	(1 648)	(1 225)
Au 31 décembre 2012	423	—	8 391	8 814

Rapprochement des évaluations à la juste valeur des passifs financiers

	Contrats 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 2012	—	91 445	—	91 445
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés	—	4 560	—	4 560
Règlements	—	(14 127)	—	(14 127)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	—	(9 567)	—	(9 567)
Au 31 décembre 2012	—	81 878	—	81 878

Le classement de tous les actifs et passifs financiers selon la hiérarchie des justes valeurs est demeuré stable en 2012.

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 2011

Rapprochement des évaluations à la juste valeur des actifs financiers

	Instrument de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Total
Au 1 ^{er} janvier 2011	322	10 891	11 213
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés	(322)	(852)	(1 174)
Règlements	—	—	—
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	(322)	(852)	(1 174)
Au 31 décembre 2011	—	10 039	10 039

Rapprochement des évaluations à la juste valeur des passifs financiers

	Instrument de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Clauses d'inflation (niveau 3)	Total
Au 1 ^{er} janvier 2011	31 140	—	31 140
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés	60 305	—	60 305
Règlements	—	—	—
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	60 305	—	60 305
Au 31 décembre 2011	91 445	—	91 445

Présentés dans les états financiers

Aux	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Actifs courants – Instruments financiers dérivés	2 116	1 791
Actifs non courants – Instruments financiers dérivés	6 698	8 248
Passifs courants – Instruments financiers dérivés	(17 855)	(20 287)
Passifs non courants – Instruments financiers dérivés	(64 023)	(71 158)
	(73 064)	(81 406)

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 2012	31 décembre 2011
Contrats à terme sur obligations à des taux variant de 2,00 % à 2,88 %	2013	Aucune	52 500	137 500
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
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,41 %	2018	2013	30 000	30 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 %	2018	2013	52 600	52 600
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 4,83 % à 4,93 %, amortis	2026	Aucune	43 514	45 705
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,35 % à 3,45 %, amortis	2027	2013	42 792	45 605
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,74 % à 3,85 %, amortis	2030	Aucune	101 780	101 996
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,22 %, amorti	2030	2016	30 021	31 690
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,25 %, amorti	2031	2016	47 323	49 940
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 3,98 % à 4,11 %, amortis	2034	Aucune	23 392	23 885
Swaps de taux d'intérêt à des taux variant de 4,61 % à 4,70 %, amortis	2035	2025	105 031	107 111
Swap de taux d'intérêt au taux de 2,85 %, amorti	2041	2016	19 853	20 100
			566 806	664 132

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 les taux d'intérêt, excluant la marge applicable.

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 2012	31 décembre 2011
Contrats à terme de gré à gré en euro, au taux de change de 1,25 \$ CAN pour 1 €	2013	Aucune	6 781	—
			6 781	—

NOTES ANNEXES

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

7. CHARGES OPÉRATIONNELLES

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Salaires	2 742	2 450
Assurances	1 812	1 423
Exploitation et entretien	13 370	12 161
Impôts fonciers et redevances	11 209	8 192
	29 133	24 226

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

8. CHARGES FINANCIÈRES

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	57 214	44 101
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	3 362	7 199
Amortissement des frais de financement	729	231
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	1 526	1 084
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	222	330
Charge de désactualisation des contreparties conditionnelles	228	177
	63 281	53 122

9. AUTRES CHARGES (PRODUITS), MONTANT NET

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Coûts de transaction	2 766	1 863
Perte réalisée sur instruments financiers dérivés	14 127	—
Profit de change réalisé	(111)	—
(Profit) perte sur les contreparties éventuelles	(357)	1 858
Autres produits, montant net	(1 128)	(1 028)
Dépréciation des prêts	1 000	—
Indemnisation d'un entrepreneur	(770)	—
	15 527	2 693

NOTES ANNEXES

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

10. RÉMUNÉRATION DES PRINCIPAUX MEMBRES DE LA DIRECTION

Le tableau suivant présente les charges comptabilisées par la Société à l'égard des principaux membres de la direction. Les membres du conseil d'administration ainsi que le président et tous les vice-présidents font partie de ce groupe.

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Salaires et avantages à court terme	3 936	4 437
Jetons de présence des membres du conseil d'administration	578	526
Indemnités de fin de contrat de travail	227	390
Régime à long terme d'attribution d'actions liées au rendement	767	—
Paiement fondé sur des actions	298	433
	5 806	5 786

11. 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 :

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Charges opérationnelles	2 742	2 450
Frais généraux et administratifs	4 058	4 621
Charges liées aux projets potentiels	2 147	1 933
Coûts de transaction	1 059	929
Facturées aux partenaires	1 030	493
Incorporées aux immobilisations corporelles	3 737	1 950
Incorporées aux frais de développement liés aux projets	1 693	1 950
	16 466	14 326

NOTES ANNEXES

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

12. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

a) Impôt comptabilisé en résultat net

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Impôt exigible		
Charge d'impôt exigible pour l'exercice considéré	2 039	464
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à la charge (l'économie) d'impôt exigible des exercices précédents	(69)	—
	1 970	464
Impôt différé		
Charge (économie) d'impôt différé comptabilisée pour l'exercice considéré	121	(13 510)
Réduction des taux d'imposition différés	—	(433)
Augmentation des taux d'imposition différés attribuable à une restructuration interne	2 113	—
Variation des différences temporaires imposables comptabilisées au titre d'une filiale ayant une participation ne donnant pas le contrôle	1 999	—
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	560	115
	4 793	(13 828)
Total de la charge (de l'économie) d'impôt comptabilisée pour l'exercice considéré relativement aux activités poursuivies	6 763	(13 364)

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 la charge (l'économie) d'impôt et du bénéfice comptable pour l'exercice :

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	1 380	(57 068)
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	26,0 %	27,5 %
Charge (économie) d'impôt sur le résultat calculée selon le taux d'imposition prévu par la loi	359	(15 694)
Éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition prévu par la loi :		
Bénéfice exonéré d'impôt	—	(187)
Charges non déductibles	780	1 642
Comptabilisation des pertes fiscales	(227)	(325)
Incidence des pertes fiscales non comptabilisées antérieurement et inutilisées et des différences temporaires déductibles maintenant comptabilisées à titre d'actifs d'impôt différé	—	(572)
Bénéfice imposable à un taux supérieur au taux d'imposition canadien prévu par la loi	134	482
Diminution des taux d'imposition différés	—	(433)
Augmentation des taux d'imposition différés attribuable à une restructuration interne	2 113	—
Variation des différences temporaires imposables comptabilisées au titre d'une participation ne donnant pas le contrôle	1 999	—
Augmentation des différences temporaires imposables relativement aux placements dans des filiales	577	696
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	94	260
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt exigible des exercices précédents	(69)	—
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	560	115
Charge d'impôt sur le résultat attribuée aux participations minoritaires dans des entités non imposables	408	461
Autres	35	191
Charge (économie) d'impôt comptabilisée en résultat net	6 763	(13 364)

Le taux d'imposition pour 2012 et 2011 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. Le taux d'imposition fédéral applicable en 2012 a diminué, passant de 16,5 % à 15 %.

b) Impôt comptabilisé directement dans les capitaux propres

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Impôt différé		
Sur les opérations avec les propriétaires :		
Frais d'émission d'actions déductibles sur cinq ans	(2 864)	(2 030)
Total de l'impôt comptabilisé directement dans les capitaux propres	(2 864)	(2 030)

NOTES ANNEXES

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

c) Impôt comptabilisé dans les autres éléments du résultat global

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Impôt différé		
Sur le bénéfice et les charges comptabilisés dans les autres éléments du résultat global :		
Incidence de change à la conversion d'une filiale étrangère autonome	(12)	15
Incidence de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans une filiale étrangère autonome	13	(15)
Total de la charge d'impôt comptabilisée directement dans les autres éléments du résultat global	1	—

d) Actifs et passifs d'impôt exigible

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Actifs d'impôt exigible		
Avantages liés aux pertes fiscales à reporter en arrière afin de recouvrer l'impôt payé au cours de périodes antérieures	440	1 650
Remboursement d'impôt à recevoir	3	14
	443	1 664
Passifs d'impôt exigible		
Impôt à payer	1 541	2 835

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 2012	31 décembre 2011
Actifs d'impôt différé	5 846	24 485
Passifs d'impôt différé	(139 265)	(140 454)
	(133 419)	(115 969)

NOTES ANNEXES

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

	Au 1 ^{er} janvier 2012	Comptabilisé en résultat net	Écarts de change, montant net	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Acquisitions	Au 31 décembre 2012
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Placement dans des filiales et dans des entités sous influence notable	(2 910)	2 478	—	12	—	—	(420)
Immobilisations corporelles	(62 441)	2 399	(28)	—	—	(7 275)	(67 345)
Frais de développement liés aux projets	(8 589)	(15 940)	—	—	—	—	(24 529)
Immobilisations incorporelles	(75 290)	1 738	15	—	—	(8 201)	(81 738)
Instruments financiers dérivés	24 875	1 521	—	—	—	—	26 396
Débitures convertibles	(262)	45	—	—	—	—	(217)
Frais de financement	4 109	(3 888)	—	—	2 864	—	3 085
Dette à long terme	(8 425)	(129)	—	—	—	—	(8 554)
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	—	350	—	—	—	—	350
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(399)	(114)	—	—	—	—	(513)
	(129 332)	(11 540)	(13)	12	2 864	(15 476)	(153 485)
Pertes fiscales et impôts minimum	13 363	6 747	(31)	(13)	—	—	20 066
	(115 969)	(4 793)	(44)	(1)	2 864	(15 476)	(133 419)

Au 31 décembre 2012, la Société, ses filiales et ses coentreprises avaient des pertes autres qu'en capital totalisant environ 79 000 \$ qui peuvent être utilisées pour réduire le bénéfice imposable futur. Ces pertes autres qu'en capital viennent à échéance graduellement entre 2027 et 2032. La Société et ses filiales ont inscrit des pertes en capital totalisant environ 1 000 \$, lesquelles peuvent être utilisées pour réduire les gains en capital d'exercices futurs.

La Société a comptabilisé des actifs d'impôt différé sur les pertes autres qu'en capital et sur les pertes en capital, car il est probable que le bénéfice et les gains en capital imposables pourront être utilisés pour réduire les différences temporaires déductibles.

NOTES ANNEXES

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

	Au 1 ^{er} janvier 2011	Comptabilisé en résultat net	Écarts de change, montant net	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Acquisitions	Au 31 décembre 2011
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Placement dans des filiales et dans des entités sous influence notable	(352)	(666)	—	(15)	—	(1 877)	(2 910)
Immobilisations corporelles	(43 788)	(16 983)	26	—	—	(1 696)	(62 441)
Frais de développement liés aux projets	3 486	10 255	—	—	—	(22 330)	(8 589)
Immobilisations incorporelles	(49 925)	9 348	(9)	—	—	(34 704)	(75 290)
Instruments financiers dérivés	9 559	15 316	—	—	—	—	24 875
Débitures convertibles	(303)	41	—	—	—	—	(262)
Frais de financement	3 109	(2 454)	(1)	—	2 030	1 425	4 109
Dettes à long terme	(388)	226	—	—	—	(8 263)	(8 425)
Impôt sur les dividendes sur les actions priviliégées	435	(435)	—	—	—	—	—
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(363)	(36)	—	—	—	—	(399)
	(78 530)	14 612	16	(15)	2 030	(67 445)	(129 332)
Pertes fiscales et impôts minimum	9 067	(784)	18	15	—	5 047	13 363
	(69 463)	13 828	34	—	2 030	(62 398)	(115 969)

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 2012	31 décembre 2011
Pertes fiscales – nature courante	4 284	3 747
Pertes fiscales – nature capitale	569	569
Coûts de transaction	3 095	2 032
	7 948	6 348

Les pertes fiscales non comptabilisées viendront à échéance graduellement entre 2023 et 2032.

13. CALCUL DU BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

Le bénéfice net (la perte nette) de la Société est ajusté en fonction du dividende préférentiel sur les actions privilégiées de la façon suivante :

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	1 405	(40 547)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	(4 250)	(4 250)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(2 845)	(44 797)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	86 557	75 681
Perte nette de base par action (en \$)	(0,03)	(0,59)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	86 557	75 681
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	151	74
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	86 708	75 755
Perte nette diluée par action (en \$) b)	(0,03)	(0,59)

a) Au cours de l'exercice, 1 263 000 options sur actions (1 869 420 au 31 décembre 2011) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débentures convertibles (même nombre qu'au 31 décembre 2011) 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 durant l'exercice.

b) Au cours de l'exercice, 1 473 684 options sur actions (808 024 au 31 décembre 2011) ont été exclues du calcul de la perte nette diluée par action, car elles avaient un effet antidilutif en raison de la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires.

14. LIQUIDITÉS ET PLACEMENTS À COURT TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Comptes de chèques soumis à restrictions	7 676	22 820
Comptes de produits	73 539	24 056
Comptes de paiement affecté aux emprunts	6 596	6 539
	87 811	53 415

NOTES ANNEXES

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

Dans le cadre de la convention de crédit de Kwoiek Creek L.P., la Société possède des comptes de chèques soumis à restrictions et un compte de produits soumis à restrictions. Le solde du produit de l'emprunt est détenu dans des comptes soumis à restrictions gérés par le prêteur de Kwoiek Creek, et les sommes sont transférées de temps en temps dans les comptes de chèques soumis à restrictions afin de financer la construction du projet Kwoiek Creek. Par ailleurs, les comptes de chèques soumis à restrictions sont utilisés pour payer les coûts des travaux de construction exigibles du projet Kwoiek Creek et pour maintenir les montants liés aux retenues de garantie au titre de la construction qui seront libérés à la fin des travaux de construction du projet.

En ce qui a trait aux centrales en exploitation de Harrison, la Société maintient certains comptes de liquidités soumis à restrictions.

Conformément aux termes d'un acte de fiducie, le solde du produit de l'emprunt était détenu dans des comptes de produits soumis à restrictions gérés par la banque de New York en qualité de fiduciaire, et les restrictions auxquelles ils sont soumis ont été levées lorsque les clauses restrictives prévues aux termes de l'acte de fiducie ont été satisfaites au cours de l'exercice 2012.

Au titre des comptes de paiement affecté aux emprunts, un virement mensuel correspondant à un sixième du prochain paiement semestriel exigible en vertu des obligations prioritaires émises et en circulation de Harrison Hydro Finance Inc. (« HHFI ») ainsi qu'un virement mensuel correspondant à un tiers du prochain paiement trimestriel exigible en vertu des obligations subordonnées émises et en circulation de HHFI doivent être effectués. Ces montants correspondent aux remboursements devant être effectués aux termes de la convention de crédit sur les emprunts prioritaires et de la convention de crédit sur les emprunts subordonnés à HHFI, majorés de la marge d'intérêts exigée par HHFI. Les versements au titre des emprunts prioritaires et subordonnés sont prélevés sur ce compte à leur date d'échéance.

15. DÉBITEURS

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Créances clients	19 145	15 643
Taxes à la consommation	10 307	14 445
Crédits d'impôt à l'investissement	1 487	1 497
Paiement à recevoir au titre des immobilisations corporelles	15 257	4 130
Autres	4 590	1 179
	50 786	36 894

La quasi-totalité des créances clients de la Société proviennent des ventes d'électricité effectuées à des services publics, y compris Hydro-Québec, British Columbia Hydro, Ontario Electricity Financial Corporation, Ontario Power Authority, Hydro One Inc. 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-, honorera les obligations de l'Ontario Electricity Financial Corporation et de l'Ontario Power Authority en vertu des CAÉ auxquels elle est partie. Hydro One Inc. détient 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.

Une tranche du montant à recevoir au titre des immobilisations corporelles doit être payée par Hydro-Québec et est liée au parc éolien Gros Morne. Les taxes à la consommation et les crédits d'impôt à l'investissement doivent être reçus 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.

NOTES ANNEXES

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

16. COMPTES DE RÉSERVE

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 283 \$ (398 \$ en 2011).

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 23 \$ (38 \$ en 2011).

Le tableau suivant présente un sommaire de la variation des comptes de réserve :

	31 décembre 2012		
	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Total
Réserves au 1 ^{er} janvier 2012	39 045	3 109	42 154
Investissements dans les réserves	10 287	997	11 284
Prélèvements	(3 164)	(1 511)	(4 675)
Incidence de la variation du taux de change	(14)		(14)
Réserves au 31 décembre 2012	46 154	2 595	48 749
Moins :			
Tranche à court terme	(1 816)	—	(1 816)
Réserves au 31 décembre 2012	44 338	2 595	46 933

	31 décembre 2011			
	Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	Réserve pour travaux d'entretien majeurs	Réserve pour nivellement	Total
Réserves au 1 ^{er} janvier 2011	16 511	4 436	494	21 441
Réserves acquises dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 5)	28 376	225	—	28 601
Investissements dans les réserves	2 481	810	—	3 291
Prélèvements	(8 414)	(2 372)	(494)	(11 280)
Incidence de la variation du taux de change	91	10	—	101
Réserves au 31 décembre 2011	39 045	3 109	—	42 154

La Société a utilisé une partie des sommes détenues dans les comptes de réserve pour acquérir des placements permettant de générer des revenus additionnels afin de fournir davantage de stabilité. Au 31 décembre 2012, la valeur comptable et la valeur de marché des placements étaient les suivantes :

Placements des comptes de réserve	Échéance	Valeur de marché	Valeur comptable nette
Titres garantis par le gouvernement	2013	621	621
Placements à court terme	2013	11 280	11 280
Trésorerie et équivalents de trésorerie	—	36 848	36 848
		48 749	48 749

La valeur de marché des titres garantis par le gouvernement des États-Unis 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 dépréciation de ces instruments financiers puisque les cotes de solvabilité des contreparties sont élevées.

La disponibilité d'un montant de 42 542 \$ 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)

17. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Coût	Terrains	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autres équipements	Total
Au 1 ^{er} janvier 2012	1 887	886 163	303 101	—	161 239	4 650	1 357 040
Ajouts	—	612	3 682	153	167 678	1 771	173 896
Acquisitions d'entreprises	220	64 112	—	—	—	59	64 391
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	64 036	123 980	(188 016)	—	—
Cessions	—	(63)	—	—	—	(277)	(340)
Écarts de change, montant net	(2)	(115)	—	—	—	(3)	(120)
Au 31 décembre 2012	2 105	950 709	370 819	124 133	140 901	6 200	1 594 867
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2012	—	(63 803)	(31 918)	—	—	(1 485)	(97 206)
Amortissement	—	(23 378)	(15 337)	(3 965)	—	(1 222)	(43 902)
Cessions	—	8	—	—	—	149	157
Écarts de change, montant net	—	28	—	—	—	—	28
Au 31 décembre 2012	—	(87 145)	(47 255)	(3 965)	—	(2 558)	(140 923)
Valeur nette au 31 décembre 2012	2 105	863 564	323 564	120 168	140 901	3 642	1 453 944

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

Les immobilisations corporelles comprennent les frais de financement incorporés de 11 440 \$ au 31 décembre 2012 (2 795 \$ au 31 décembre 2011), engagés avant l'utilisation ou la vente prévue de l'actif.

Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont incorporés intégralement à l'immobilisation corporelle concernée. Les frais de financement liés à un financement de la Société sont incorporés à la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée.

Le coût des parcs éoliens en construction a été réduit en raison de crédits d'impôt à l'investissement de 472 \$ (352 \$ au 31 décembre 2011).

NOTES ANNEXES

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

	Terrains	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installations en construction	Autres équipements	Total
Coût						
Au 1 ^{er} janvier 2011	70	447 778	197 456	31 148	1 917	678 369
Ajouts	—	1 305	484	190 999	1 397	194 185
Acquisitions d'entreprises	1 815	437 185	—	1 907	1 356	442 263
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	105 161	(105 161)	—	—
Transferts des projets en cours de développement	—	—	—	42 346	—	42 346
Cessions	—	(224)	—	—	(20)	(244)
Écarts de change, montant net	2	119	—	—	—	121
Au 31 décembre 2011	1 887	886 163	303 101	161 239	4 650	1 357 040
Cumul de l'amortissement						
Au 1 ^{er} janvier 2011	—	(43 600)	(21 838)	—	(621)	(66 059)
Amortissement	—	(20 226)	(10 080)	—	(871)	(31 177)
Cessions	—	53	—	—	7	60
Écarts de change, montant net	—	(30)	—	—	—	(30)
Au 31 décembre 2011	—	(63 803)	(31 918)	—	(1 485)	(97 206)
Valeur nette au 31 décembre 2011	1 887	822 360	271 183	161 239	3 165	1 259 834

NOTES ANNEXES

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

18. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les immobilisations incorporelles de la Société sont liées aux actifs suivants :

	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Total
Coût					
Au 1 ^{er} janvier 2012	419 834	80 144	—	16 538	516 516
Ajouts	6 038	1 438	—	191	7 667
Acquisitions d'entreprises	13 436	—	—	—	13 436
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	9 538	(9 538)	—
Écarts de change, montant net	(44)	—	—	—	(44)
Au 31 décembre 2012	439 264	81 582	9 538	7 191	537 575
Cumul de l'amortissement					
Au 1 ^{er} janvier 2012	(60 174)	(15 080)	—	—	(75 254)
Amortissement	(16 614)	(4 923)	(298)	—	(21 835)
Écarts de change, montant net	12	—	—	—	12
Au 31 décembre 2012	(76 776)	(20 003)	(298)	—	(97 077)
Valeur nette au					
31 décembre 2012	362 488	61 579	9 240	7 191	440 498

	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Total
Coût					
Au 1 ^{er} janvier 2011	189 191	77 094	—	—	266 285
Ajouts	415	3 050	—	—	3 465
Acquisitions d'entreprises	230 184	—	—	9 538	239 722
Transferts des projets en cours de développement	—	—	—	7 000	7 000
Écarts de change, montant net	44	—	—	—	44
Au 31 décembre 2011	419 834	80 144	—	16 538	516 516
Cumul de l'amortissement					
Au 1 ^{er} janvier 2011	(45 979)	(9 468)	—	—	(55 447)
Amortissement	(14 181)	(5 612)	—	—	(19 793)
Écarts de change, montant net	(14)	—	—	—	(14)
Au 31 décembre 2011	(60 174)	(15 080)	—	—	(75 254)
Valeur nette au					
31 décembre 2011	359 660	65 064	—	16 538	441 262

NOTES ANNEXES

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

19. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT LIÉS AUX PROJETS

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Coût		
Solde au début	98 042	5 908
Ajouts	9 123	40 734
Acquisitions d'entreprises	—	100 746
Transfert aux immobilisations corporelles	—	(42 346)
Transfert aux immobilisations incorporelles	—	(7 000)
Solde à la fin	107 165	98 042

Les frais de développement liés aux projets comprennent des intérêts capitalisés de 651 \$ (347 \$ en 2011).

20. GOODWILL

Le tableau suivant présente l'attribution du goodwill à chacune des unités génératrices de trésorerie :

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
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 2012 et 2011, la Société a effectué un test de dépréciation annuel à l'égard du goodwill. Suivant le résultat de ces tests, aucune perte de valeur n'a dû être 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 de 6,44 % en 2012.

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 au moyen des débits d'eau à long terme. Ces moyennes à long terme avoisinent les résultats réels.

21. FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Dettes fournisseurs et autres crédateurs	24 298	18 334
Tranche à court terme des retenues de garantie au titre de la construction	7 642	373
Taxe sur le capital	—	351
Intérêts à payer	6 431	6 517
Taxes à la consommation	2 966	1 041
	41 337	26 616

NOTES ANNEXES

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

22. DETTE À LONG TERME

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Facilité de crédit à terme renouvelable a)		
Avances au taux préférentiel renouvelables jusqu'en août 2016 (taux de 3,85 %, 3,60 % en 2011)	20	20
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en août 2016 (taux moyen pondéré de 3,04 %, 2,84 % en 2011)	189 780	164 780
Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US, renouvelables jusqu'en août 2016 (taux de 2,10 %, 2,10 % en 2011)	13 829	14 136
Emprunts à terme		
Glen Miller, emprunt à terme, taux variable, remboursé en 2012 (taux de 2,66 % en 2011) b)	—	13 500
Carleton, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2013 (taux de 2,72 %, 2,57 % en 2011) c)	43 412	46 298
Umbata Falls, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2014 (taux de 2,54 %, 2,42 % en 2011) d)	23 392	23 885
Fitzsimmons Creek, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2016 (taux de 2,37 %, 2,52 % en 2011) e)	22 133	22 458
Hydro-Windsor, emprunt à terme, taux fixe de 8,25 %, échéant en 2016 f)	4 145	5 027
Montagne-Sèche, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2016 (taux de 3,73 %, 3,47 % en 2011) g)	30 021	26 200
Rutherford Creek, emprunt à terme, taux fixe de 6,88 %, échéant en 2024 h)	48 634	50 000
Ashlu Creek, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2025 (taux de 2,66 %, 2,63 % en 2011) i)	100 810	102 669
L'Anse-à-Valleau, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2026 (taux de 2,33 %, 2,30 % en 2011) j)	43 515	45 706
Stardale, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2030 (taux de 3,48 %, 3,45 % en 2011) k)	110 630	73 706
Kwoiek Creek, emprunt à terme, taux fixe de 20 % durant la phase de développement et de 14 % durant les phases de construction et d'exploitation l)	150	150
Kwoiek Creek, prêt à terme pour la construction, taux fixe de 5,08 % l)	168 500	—
Autres emprunts dont les échéances et les taux d'intérêt différent m)	222	73
Obligations		
Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à rendement réel échéant en 2049 (taux de 5,20 %, 6,94 % en 2011) n), q)	225 137	226 338
Centrales en exploitation de Harrison, obligation prioritaire à taux fixe échéant en 2049 (taux de 6,66 %) o), q)	213 738	215 570
Centrales en exploitation de Harrison, obligation subordonnée à rendement réel échéant en 2049 (taux de 6,20 %, 7,94 % en 2011) p), q)	26 760	26 484
	1 264 828	1 057 000
Frais de financement différés	(10 727)	(7 488)
	1 254 101	1 049 512
Tranche à court terme de la dette à long terme (déduction faite des frais de financement différés de 33 \$, néant en 2011)	(64 452)	(19 475)
Tranche à long terme	1 189 649	1 030 037

NOTES ANNEXES

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

a) Facilité de crédit à terme renouvelable

Le 17 juillet 2012, la Société a exercé en partie l'option accordéon sur sa facilité de crédit à terme renouvelable, augmentant sa capacité d'emprunt de 350 000 \$ à 425 000 \$.

Toutes les modalités demeurent inchangées, y compris l'échéance du mois d'août 2016.

Au 31 décembre 2012, une avance au taux LIBOR de 13 829 \$ (13 900 \$ US), des avances au taux des acceptations bancaires et des avances au taux préférentiel totalisant 189 800 \$ étaient en cours en vertu de cette facilité. Un montant de 21 123 \$ a été utilisé pour garantir des lettres de crédit. Par conséquent, la tranche inutilisée et disponible de la facilité s'élève à 200 248 \$. La valeur comptable des actifs de la Société et des filiales qui ont été donnés en garantie en vertu de cette facilité totalise environ 747 000 \$.

b) Glen Miller

Au cours du premier trimestre de 2012, la Société a remboursé la totalité de l'emprunt à terme, d'un montant de 13 500 \$.

c) Carleton

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 18,5 ans à compter du 31 décembre 2008. 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 varient et s'établissent à 2 985 \$ pour 2013.

Les prêteurs ont également convenu de fournir une lettre de crédit d'un montant d'au plus 833 \$. Au 31 décembre 2012, un montant de 499 \$ a été utilisé pour garantir une lettre de crédit. Cette dette est garantie par la totalité des actifs d'Innergex CAR, S.E.C. d'une valeur comptable d'environ 91 000 \$. L'emprunt devrait être refinancé au cours de l'exercice 2013.

d) Umbata Falls

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 25 ans à compter de septembre 2009. 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 varient et s'établissent à 1 073 \$ pour 2013 (la quote-part de la Société est de 49 %).

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 2012, un montant de 470 \$ a été utilisé pour garantir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par la totalité des actifs d'Umbata Falls, L.P., d'une valeur comptable d'environ 82 500 \$ (la quote-part de la Société est de 49 %).

e) Fitzsimmons Creek

L'emprunt consiste en un emprunt d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 30 ans à compter de décembre 2011. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 262 \$ pour 2013.

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 2012, un montant de 150 \$ a été utilisé pour garantir deux lettres de crédit. Cette dette est garantie par la totalité des actifs de Fitzsimmons Creek Hydro, Limited Partnership, d'une valeur comptable d'environ 26 600 \$.

f) Hydro-Windsor

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 20 ans obtenu en 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 2013 s'élèveront à 854 \$. Cet emprunt est garanti par les actifs d'Hydro-Windsor S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 11 500 \$.

NOTES ANNEXES

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

g) Montagne-Sèche

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 18 ans à compter de mars 2012. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 1 218 \$ pour 2013.

En outre, les prêteurs ont convenu de fournir une lettre de crédit d'un montant d'au plus 445 \$. Au 31 décembre 2012, un montant de 445 \$ a été utilisé pour garantir une lettre de crédit. Cet emprunt est garanti par les actifs d'Innergex Montagne-Sèche, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 46 600 \$.

h) Rutherford Creek

L'emprunt consiste en un emprunt à terme à taux fixe d'une durée de 20 ans, à compter de juillet 2004, amorti sur une période de 12 ans à compter du 1^{er} juillet 2012. Cette dette est remboursable au moyen de paiements mensuels de capital et d'intérêts réunis totalisant 511 \$. Les remboursements de capital s'établissent à 2 877 \$ pour 2013. Cet emprunt est garanti par les actifs de Rutherford Creek Power Limited Partnership, d'une valeur comptable d'environ 88 400 \$.

i) 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 varient et s'établissent à 2 213 \$ pour 2013.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant maximal de 3 000 \$. Au 31 décembre 2012, un montant de 1 656 \$ a été utilisé pour garantir une lettre de crédit. Cet emprunt est garanti par les actifs de l'installation hydroélectrique d'Ashlu Creek, d'une valeur comptable d'environ 179 400 \$.

j) L'Anse-à-Valleau

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18,5 ans obtenu en 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 varient et s'établissent à 2 327 \$ pour 2013.

Les prêteurs ont aussi accepté de consentir une facilité de crédit de 1 200 \$ afin de garantir les lettres de crédit. Au 31 décembre 2012, un montant de 423 \$ a été utilisé pour garantir une lettre de crédit. Cet emprunt est garanti par les actifs d'Innergex AAV, S.E.C., d'une valeur comptable d'environ 71 600 \$.

k) Stardale

L'emprunt consiste en un emprunt à terme d'une durée de 18 ans obtenu en 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 4 410 \$ pour 2013. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable.

Les prêteurs ont aussi accepté de fournir une lettre de crédit d'un montant d'au plus 5 600 \$. Au 31 décembre 2012, un montant de 5 600 \$ a été utilisé pour garantir deux lettres de crédit. Cet emprunt est garanti par les actifs de Stardale L.P., d'une valeur comptable d'environ 136 300 \$.

l) Kwoiek Creek

La dette à long terme de Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership consiste en un prêt consenti par le partenaire de la Société dans le projet Kwoiek Creek. Selon les ententes liées au projet, chaque partenaire peut participer au financement du projet. Le prêt porte intérêt à un taux de 20 % durant la phase de développement et à un taux de 14 % durant les phases de construction et d'exploitation. Le prêt mis à la disposition de Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership par le partenaire s'élève à 150 \$. 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 44 800 \$ au 31 décembre 2012.

NOTES ANNEXES

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

Le 17 juillet 2012, Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership a conclu un financement de projet sans recours aux fins de la construction et un emprunt à terme de 168 500 \$ pour le projet Kwoiek Creek. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 5,075 %; il sera ensuite converti en un prêt à terme de 39 ans lors de la mise en service du projet et il sera amorti sur une période de 36 ans à compter de la troisième année. Cet emprunt est garanti par les actifs de Kwoiek Creek Resources, L.P., d'une valeur comptable d'environ 187 800 \$.

m) Autres emprunts

Les autres emprunts représentent les emprunts dont les échéances et les taux d'intérêt diffèrent.

n) 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 le 1^{er} juin 2049. Les versements semestriels se chiffrent à 5 790 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC. Le 1^{er} décembre 2031, les versements diminueront à 4 481 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'emprunt. Les remboursements de capital s'établissent à 5 051 \$ pour 2013. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

o) 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 6,66 %. Les paiements sur cette obligation sont exigibles sur une base semestrielle. L'obligation arrivera à échéance le 1^{er} septembre 2049. Les versements semestriels se chiffrent à 8 072 \$. Le 1^{er} septembre 2030, les versements diminueront à 6 724 \$ jusqu'à l'échéance de l'emprunt. Pour 2013, les remboursements de capital s'établissent à 2 780 \$. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

p) 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 le 1^{er} septembre 2049. Les versements trimestriels d'intérêts se chiffrent à 291 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC. Le 1^{er} juin 2017, les versements augmenteront à 389 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'emprunt. Le remboursement du principal ne commence pas avant le 1^{er} juin 2017. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison.

q) 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 697 100 \$.

	Obligation prioritaire à rendement réel	Obligation prioritaire à taux fixe	Obligation subordonnée à rendement réel	Total
Solde au 31 décembre 2011	226 338	215 570	26 484	468 392
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	3 019	—	343	3 362
Remboursement du principal	(4 899)	(2 632)	—	(7 531)
Amortissement de la réévaluation	679	800	(67)	1 412
Solde au 31 décembre 2012	225 137	213 738	26 760	465 635

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
2013	65 331	(846)	64 485
2014	46 068	(1 505)	44 563
2015	24 488	(1 549)	22 939
2016	272 606	(1 601)	271 005
2017	25 485	(1 668)	23 817
Par la suite	895 565	(57 546)	838 019
	1 329 543	(64 715)	1 264 828

23. 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.

La Société ne peut racheter les débentures convertibles qu'après le 30 avril 2013, sauf dans certaines situations à la suite d'un changement de contrôle. Après le 30 avril 2013, mais avant le 30 avril 2015, la Société pourra racheter les débentures convertibles. Un tel rachat serait effectué pourvu que le cours des actions ordinaires en vigueur à la Bourse de Toronto ne soit 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 au 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 2012	31 décembre 2011
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 \$	79 655	79 490
Composante capitaux propres des débentures convertibles	1 340	1 340

NOTES ANNEXES

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

24. CONTREPARTIES CONDITIONNELLES

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Solde au début	3 887	—
Passif repris dans le cadre des acquisitions d'entreprises (note 5)	—	2 999
Passif (recouvré) contracté	(357)	1 858
Contreparties conditionnelles versées	(983)	(1 147)
Charge de désactualisation au titre des contreparties conditionnelles (incluses dans les charges financières)	228	177
Solde à la fin	2 775	3 887
Tranche à court terme des contreparties conditionnelles	—	(983)
Contreparties conditionnelles non courantes	2 775	2 904

Cloudworks

L'acquisition de Cloudworks, décrite à la note 5 b), prévoit le paiement potentiel de sommes supplémentaires aux vendeurs sur une période de plus de 40 ans, qui commence à la date d'acquisition et se termine au quarantième anniversaire de la mise en service commerciale du dernier projet en cours de développement (ou 50 ans après la date d'acquisition si cette date est antérieure). Ces paiements reportés potentiels sont divisés en quatre catégories : i) les paiements reportés des centrales en exploitation; ii) les paiements reportés des projets en développement; iii) le paiement reporté de la valeur finale; et iv) les paiements reportés des projets potentiels. 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 l'acquisition de Cloudworks ne peut être supérieur à la valeur actualisée de 35 000 \$ à la date d'acquisition et, afin d'appliquer ce paiement total maximal, le montant de tout paiement reporté versé est actualisé en utilisant un taux d'actualisation convenu mutuellement par année. La Société a le droit, en tout temps au cours de la période de cinq ans commençant après la date d'acquisition, de mettre fin à toutes ses obligations de verser des paiements reportés en effectuant un paiement unique correspondant à l'excédent du montant total maximal des paiements reportés de 35 000 \$ sur la valeur actualisée de tout paiement reporté (actualisé en appliquant un taux d'actualisation convenu par année) versé avant l'exercice de ce droit par la Société.

Projet Stardale

Dans le cadre de l'acquisition de Stardale, décrite à la note 5 c), 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. Cette contrepartie conditionnelle prévoit le partage de la valeur éventuelle créée si le projet Stardale obtient un rendement supérieur aux attentes de la Société et qu'il donne lieu à une augmentation de valeur pour la Société, déduction faite des paiements au titre de la contrepartie. Aucun montant maximal ne s'applique au partage potentiel.

NOTES ANNEXES

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

25. 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 retirer 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

Le tableau suivant illustre la variation du passif au cours de l'exercice :

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Solde au début	3 858	2 384
Nouvelles obligations et révisions dans les flux de trésorerie estimatifs	2 015	1 144
Charge de désactualisation (incluse dans les charges financières)	222	330
Solde à la fin	6 095	3 858

Au 31 décembre 2012, les flux de trésorerie ont été actualisés à des taux variant de 4,11 % à 4,62 % (5,25 % à 5,33 % en 2011) pour déterminer les obligations.

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 ajustable et à dividende cumulatif de série A (les « actions privilégiées de série A ») et jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les « actions privilégiées de série B »). Le 11 décembre 2012, le capital autorisé a été modifié afin d'inclure jusqu'à 2 000 000 d'actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif 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) Mise en œuvre d'un régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »)

Le 31 août 2012, la Société a mis en œuvre un RRD à l'intention de ses actionnaires, dont le premier versement de dividendes a été effectué le 15 octobre 2012. 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 des frais tels que les frais de courtage et de gestion. Les actions pourront être achetées soit sur le marché libre, soit par l'émission de nouvelles actions. Les actions achetées en vertu du RRD font actuellement l'objet d'un escompte de 2,5 % sur le cours des actions pour les actionnaires participant au RRD.

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, à taux fixe et cumulatif, 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, à taux fixe et cumulatif, 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, à taux variable et cumulatif, 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.

NOTES ANNEXES

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

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, à taux fixe et cumulatif, 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.

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Actions privilégiées de série A		
3 400 000 actions, 25,00 \$ par action	85 000	85 000
Frais d'émission	(3 257)	(3 257)
Produit net	81 743	81 743
Impôt différé	846	846
Valeur comptable nette	82 589	82 589
Actions privilégiées de série C		
2 000 000 d'actions, 25,00 \$ par action	50 000	—
Frais d'émission	(2 046)	—
Produit net	47 954	—
Impôt différé	526	—
Valeur comptable nette	48 480	—
	131 069	82 589

d) Paiements fondés 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.

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 10 mai 2011, à l'occasion de l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de la Société, la résolution spéciale visant à augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires de la Société pouvant être émises à l'exercice d'options octroyées aux termes du régime d'options d'achat d'actions, pour le faire passer de 2 350 000 à 4 064 123, a été adoptée. 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 auprès 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.

NOTES ANNEXES

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

Le 5 septembre 2012, 57 904 options sur actions (aucune en 2011) ont été exercées, ce qui a donné lieu à l'émission d'un nombre additionnel d'actions ordinaires pour un montant de 507 \$. À la suite de cette transaction, un montant de 148 \$ au titre des paiements fondés sur des actions en capitaux propres a été reclassé dans le capital attribuable aux actions ordinaires.

	31 décembre 2012		31 décembre 2011	
	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
En cours au début	2 677	9,97	1 842	10,02
Attribuées au cours de l'exercice	417	10,70	835	9,88
Exercées au cours de l'exercice	(58)	8,75	—	—
Annulées au cours de l'exercice	(300)	10,25	—	—
En cours à la fin	2 736	10,08	2 677	9,97
Options pouvant être exercées à la fin	1 314	10,37	1 196	10,7

Les options suivantes étaient en cours et pouvaient être exercées au 31 décembre 2012 :

En cours			Pouvant être exercées		
Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice (\$)	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice (\$)	Année d'échéance	
846	11,00	846	11,00	2017	
810	9,88	203	9,88	2018	
417	10,70	—	10,70	2019	
663	8,75	265	8,75	2020	
2 736		1 314			

Les options suivantes étaient en cours et pouvaient être exercées au 31 décembre 2011 :

En cours			Pouvant être exercées		
Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice (\$)	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice (\$)	Année d'échéance	
1 034	11,00	1 034	11,00	2017	
835	9,88	—	9,88	2018	
808	8,75	162	8,75	2020	
2 677		1 196			

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 :

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Taux d'intérêt sans risque	De 1,36 % à 2,74 %	De 0,1 % à 2,7 %
Dividende annuel prévu	0,58 \$	0,58 \$
Durée prévue des options	De 4,67 à 6 ans	De 0,1 an à 6 ans
Volatilité attendue	De 19 % à 35 %	De 20 % à 40 %

NOTES ANNEXES

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

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 six ans. La volatilité attendue est estimée en tenant compte de la volatilité historique moyenne du prix des actions.

e) Réduction du compte de capital déclaré des 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 10 mai 2011. Pour 2011, cela a donné lieu à une diminution de 202 488 \$ du compte de capital des actionnaires et à une augmentation de 202 488 \$ du surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires.

27. DIVIDENDES

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012

Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes versés par action privilégiée de série A (\$)
30/12/2011	16/01/12	0,145	0,3125
30/03/2012	16/04/12	0,145	0,3125
29/06/2012	16/07/12	0,145	0,3125
28/09/2012	15/10/12	0,145	0,3125
		0,580	1,25

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011

Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes versés par action privilégiée de série A (\$)
31/12/2010	17/01/2011	0,145	0,4212
31/03/2011	15/04/2011	0,145	0,3125
30/06/2011	15/07/2011	0,145	0,3125
30/09/2011	17/10/2011	0,145	0,3125
		0,580	1,3587

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

a) Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Débiteurs	2 298	(19 479)
Charges payées d'avance et autres	(563)	784
Fournisseurs et autres créditeurs	(1 494)	(5 033)
	241	(23 728)

NOTES ANNEXES

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

b) Renseignements supplémentaires

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés de 8 949 \$ (2 957 \$ en 2011))	66 253	44 992
<i>Transactions hors trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	(14 937)	28 204
Frais de développement impayés	977	9 008
Immobilisations incorporelles impayées	27	(4)
Actifs à long terme impayés	—	(50)
Frais d'émission des actions privilégiées impayés	396	—
Frais de financement impayés	—	(4)

29. 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.

À la date de l'état consolidé de la situation financière, la Société a déterminé que la valeur comptable de ses actifs et passifs financiers à court terme s'approchait de la juste valeur en raison de leur nature à court terme.

À la date de l'état consolidé de la situation financière, 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 la juste valeur en raison de leur nature à court terme.

En ce qui concerne les dettes à long terme à taux variable, la valeur comptable est inférieure d'environ 9 126 \$ à la juste valeur estimative selon la courbe des taux swap au 31 décembre 2012, majorée d'une prime de risque variant de 0,04 % à 1,91 %, pour un total variant de 1,36 % à 4,45 %. Pour les dettes à taux fixe, les obligations et les débetures, la valeur comptable est inférieure d'environ 90 428 \$ à la juste valeur de marché estimative selon la courbe des taux swap au 31 décembre 2012, majorée d'une prime de risque variant de 0,04 % à 4,43 %, pour un total variant de 1,36 % à 6,99 %.

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.

Les instruments de couverture du taux d'intérêt et les risques connexes sont décrits en détail à la note 6.

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 débiteurs de la Société ainsi que les risques connexes sont décrits en détail à la note 15.

Les comptes de réserve et les risques connexes sont décrits en détail à la note 16.

Les instruments financiers dérivés et les risques connexes sont décrits en détail à la note 6.

NOTES ANNEXES

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

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 futurs, 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.

La Société avait un fonds de roulement positif de 83 425 \$ au 31 décembre 2012. Si nécessaire, la Société peut utiliser sa facilité de crédit à terme renouvelable, tel qu'il est décrit à la note 22 a), dont un montant de 200 248 \$ était disponible au 31 décembre 2012 (147 218 \$ en 2011). En outre, advenant une baisse des produits en raison de la diminution de la production, ou de bris d'équipement importants, la Société possède des comptes de réserve (tel qu'il est décrit à la note 16) et est couverte par des régimes d'assurance. Par conséquent, la Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour répondre à tous ses besoins.

Le tableau suivant présente les échéances des passifs financiers :

	Moins de trois mois	Entre trois mois et un an	Entre un an et cinq ans
Dividendes à payer aux actionnaires	14 643		
Fournisseurs et autres créditeurs	32 532	8 805	
Passifs d'impôt	708	833	
Tranche à court terme des instruments financiers dérivés	8 206	9 649	
Tranche à court terme de la dette à long terme	5 581	58 871	
Retenues de garantie au titre de la construction			1 668
Instruments financiers dérivés			42 814
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme			13 063
Dette à long terme			442 824
Contreparties conditionnelles			1 565
Total	61 670	78 158	501 934

e) Risque de marché

Le risque de marché est lié aux fluctuations de 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 opérationnelles 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 dépenses qu'elles engagent, sont rapatriés en partie 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 10 \$ 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 3.

La Société détient des contrats de change à terme qui lui permettent d'éliminer le risque de toute appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien sur les achats de matériel. Pour obtenir des renseignements plus détaillés, se reporter à la note 6.

NOTES ANNEXES

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

30. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

a) Accords d'achat d'énergie

Installations du Québec

Aux termes des CAÉ dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à échéance entre 2014 et 2032, Hydro-Québec a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique qui lui est fournie par les installations situées dans la province de Québec jusqu'à concurrence d'une quantité maximale convenue pour chacune des installations de production hydroélectrique et chacun des parcs éoliens. En retour, les installations sont tenues de fournir une quantité minimale d'énergie au cours de chacune des périodes de 12 mois consécutifs débutant le 1^{er} décembre de chaque année à l'égard des contrats conclus pour les installations de production hydroélectrique et débutant le 1^{er} janvier de chaque année à l'égard des installations de parcs éoliens. Ces contrats sont renouvelables pour des périodes identiques au gré des filiales de la Société, sauf pour les parcs éoliens.

Le total des produits provenant d'Hydro-Québec pour 2012 s'est élevé à 69 560 \$ (57 637 \$ en 2011), ce qui représente 38 % des produits de la Société (39 % en 2011). La Société dépend d'Hydro-Québec sur le plan 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 2050, 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 73 842 \$ en 2012 (67 204 \$ en 2011), ce qui représente 41 % des produits de la Société (45 % en 2011). La Société dépend, du point de vue économique, de British Columbia Hydro and Power Authority 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 19 586 \$ (8 312 \$ en 2011), ce qui représente 11 % des produits de la Société (6 % en 2011).

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 3 365 \$ en 2012 (2 733 \$ en 2011), ce qui représente 2 % des produits de la Société (2 % en 2011).

b) Autres engagements

Parcs éoliens

Une coentreprise de la Société a conclu un CAÉ avec Hydro-Québec. Afin de respecter son obligation aux termes de cet accord d'achat d'énergie, la coentreprise devra développer et construire une installation. La coentreprise et son partenaire ont conclu divers accords portant sur l'acquisition des turbines, la construction ainsi que l'exploitation du parc éolien.

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 et liés à l'exploitation des parcs éoliens.

NOTES ANNEXES

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

Stardale Solar L.P.

Convention de services

Stardale Solar L.P. a conclu un contrat d'exploitation et d'entretien du parc solaire.

Installation d'Ashlu Creek

Accords conclus avec les Premières nations

Aux termes d'un accord conclu avec Ashlu Creek Investments, Limited Partnership, la Première nation Squamish est en droit de recevoir des redevances établies en fonction des produits tirés du projet Ashlu Creek, depuis le début de l'exploitation. La Première nation Squamish 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 la Première nation Squamish pour un prix symbolique après 40 années d'exploitation commerciale.

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 Big Silver Creek

Big Silver Creek Power L.P. a conclu des ententes avec diverses parties prenantes en vue de la construction prévue d'une installation de production d'énergie.

Installation de Kwoiek Creek

Contrats visant la construction

Kwoiek Creek Resources, L.P. a conclu divers contrats à l'égard de la construction d'une centrale hydroélectrique.

Accord de redevances

Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership a conclu un accord aux termes duquel elle versera à Kwoiek Creek Resources Inc. une redevance annuelle établie en fonction d'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.

Dissolution de la société en commandite

Quarante ans après le début des activités, Kwoiek Creek Resources, Limited Partnership sera dissoute (sauf si elle l'était à une date antérieure). Au moment de la dissolution, les biens et les actifs seront distribués à l'autre commanditaire.

NOTES ANNEXES

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

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 48 634 \$ décrit à la note 22 h).

Installation de Creek Power

Creek Power Inc. a conclu plusieurs contrats en vue de la construction prévue de centrales hydroélectriques.

Installation de Glen Miller

Contrat de location

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.

Installation d'Umbata Falls

Dissolution de la société en commandite

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.

Installation de North West Stave

Contrats de construction

North West Stave River Hydro LP a conclu divers contrats en vue de la construction d'une centrale hydroélectrique fonctionnant à l'électricité. Pendant la construction, North West Stave doit payer un montant fixe aux Premières nations de Douglas.

Redevances

North West Stave River Hydro LP a conclu une entente en vertu de laquelle elle doit verser aux Premières nations de Douglas une redevance annuelle fondée sur un pourcentage des produits bruts à compter de la date du début des activités commerciales du projet North West Stave. 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 Tretheway

Tretheway Creek Power L.P. a conclu des ententes avec diverses parties prenantes en vue de la construction prévue d'une installation de production d'énergie.

NOTES ANNEXES

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

Contrats de location simple

La Société s'est engagée en vertu de contrats de location simple visant des locaux qui arriveront à échéance entre 2015 et 2018.

Sommaire des engagements

Au 31 décembre 2012, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Obligations contractuelles	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
2013	57 667	57 148	10 558	91 715	217 088
2014	79 749	12 962	10 472	17 017	120 200
2015	56 497	12 567	10 409	15 629	95 102
2016	74 963	46 213	10 340	206 951	338 467
2017	54 887	7 733	10 036	86 423	159 079
Par la suite	1 242 914	64 263	122 412	172 623	1 602 212
Total	1 566 677	200 886	174 227	590 358	2 532 148

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.

31. 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 son parc solaire et de ses parcs éoliens;
- 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 mettre constamment à niveau son matériel. La Société investit également environ 1 000 \$ par année dans un compte de réserve pour travaux d'entretien majeurs afin de financer tout travail d'entretien important des installations hydroélectriques, du parc solaire ou des parcs éoliens 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 un compte de réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne. Ce compte pourrait être utilisé 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 des capitaux propres. Le total du capital s'élevait à 2 021 688 \$ 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.

NOTES ANNEXES

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

Le développement et la construction futurs de nouvelles installations ainsi que l'élaboration des projets en développement et des 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 ou de l'émission d'actions additionnelles. Dans la mesure où 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'effectuer les placements de capitaux nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes sera compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables afin de financer le développement ou l'expansion.

En vertu des modalités de la facilité de crédit à terme renouvelable décrites à la note 22 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 cet emprunt. Certaines clauses financières restrictives pourraient également empêcher les filiales de verser des distributions à la Société.

Toutes les clauses restrictives sont revues sur une base régulière par la Société.

Au cours de l'exercice, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières liées à leurs conventions de crédit.

Les objectifs, les politiques et les procédures en matière de gestion de capital de la Société visent à assurer la stabilité et la durabilité du dividende à payer à ses actionnaires et le développement ou l'acquisition d'installations de production d'énergie. Les objectifs étaient identiques pour les exercices précédents.

32. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Au quatrième trimestre de 2012, la société mère des centrales en exploitation de Harrison a distribué un montant de 46 900 \$ à ses partenaires. Les fonds ont été distribués sous forme de prêts accordés à la Société et à ses partenaires. Les prêts d'un montant de 23 444 \$ ont été présentés à titre de prêts consentis à des partenaires au 31 décembre 2012. Au cours de l'exercice 2013, ces prêts devraient être remboursés directement à partir d'une distribution de la société mère des centrales en exploitation de Harrison, et une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle sera comptabilisée sans incidence sur les flux de trésorerie.

33. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société possède 21 installations hydroélectriques, 5 parcs éoliens et 1 parc solaire au Canada, ainsi que 1 installation hydroélectrique aux États-Unis. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les produits opérationnels générés par l'installation hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 3 365 \$ (2 733 \$ en 2011), soit un apport de 2 % aux produits opérationnels consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 (2 % en 2011).

NOTES ANNEXES

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

Clients majeurs

Un client majeur est un client externe dont les transactions avec la Société représentent 10 % ou plus des produits annuels de la Société. La Société a identifié trois clients majeurs, auprès desquels ses ventes sont les suivantes :

Pour les exercices clos les		31 décembre 2012	31 décembre 2011
Client majeur	Secteur		
British Columbia Hydro and Power Authority	Production hydroélectrique	73 842	67 204
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	69 560	57 637
Hydro One Inc. et ses sociétés affiliées	Production hydroélectrique et solaire	19 586	8 312
		162 988	133 153

Secteurs opérationnels

La Société compte 4 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. Par l'intermédiaire du secteur de l'aménagement des emplacements, elle analyse les emplacements potentiels et aménage des installations hydroélectriques, des parcs éoliens et une installation solaire jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans les principales méthodes comptables. La Société évalue le rendement en fonction du résultat avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net 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 effectuées par des équipes distinctes, car chaque secteur nécessite des compétences particulières.

Le secteur de la production d'énergie solaire a été ajouté à la date du début de l'exploitation commerciale du parc solaire Stardale, le 15 mai 2012.

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 2012

Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	123 626	45 558	11 676	—	180 860
Charges :					
Charges opérationnelles	20 640	7 960	533	—	29 133
Frais généraux et administratifs	5 451	2 252	278	1 751	9 732
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	4 412	4 412
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net et profit net latent sur instruments financiers dérivés	97 535	35 346	10 865	(6 163)	137 583
Charges financières					63 281
Autres charges, montant net					15 527
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements et profit net latent sur instruments financiers dérivés					58 775
Amortissement des immobilisations corporelles					43 902
Amortissement des immobilisations incorporelles					21 835
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(8 342)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					1 380
Au 31 décembre 2012					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 322 173	423 634	139 222	438 924	2 323 953
Total du passif	836 859	383 435	144 555	271 172	1 636 021
Ajouts d'immobilisations corporelles	612	3 682	153	169 449	173 896

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 2011

Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	117 342	30 918	—	148 260
Charges :				
Charges opérationnelles	18 174	6 052	—	24 226
Frais généraux et administratifs	4 297	1 987	4 081	10 365
Charges liées aux projets potentiels	—	—	2 473	2 473
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres charges, montant net et perte nette latente sur instruments financiers dérivés	94 871	22 879	(6 554)	111 196
Charges financières				53 122
Autres charges, montant net				2 693
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements et perte nette latente sur instruments financiers dérivés				55 381
Amortissement des immobilisations corporelles				31 177
Amortissement des immobilisations incorporelles				19 793
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés				61 479
Perte avant impôt sur le résultat				(57 068)
Au 31 décembre 2011				
Goodwill	8 269	—	—	8 269
Total de l'actif	1 310 207	387 099	336 103	2 033 409
Total du passif	838 575	324 270	291 448	1 454 293
Ajouts d'immobilisations corporelles	1 305	484	192 396	194 185

34. PLACEMENTS DANS DES COENTREPRISES

Les principales participations de la Société dans des coentreprises se détaillent comme suit :

- Quote-part de 38 % des actifs, passifs, produits et charges des coentreprises des parcs éoliens de Baie-des-Sables, de L'Anse-à-Valleau, de Carleton, de Gros-Morne et de Montagne-Sèche;
- Quote-part de 49 % des actifs, passifs, produits et charges de la coentreprise d'Umbata Falls;
- Quote-part de 50 % des actifs, passifs, produits et charges de la coentreprise de Viger-Denonville.

NOTES ANNEXES

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

Les montants suivants sont inclus dans les états financiers consolidés de la Société en raison de la consolidation proportionnelle des entités décrites aux points a), b) et c) :

La quote-part se détaille comme suit :	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Actif		
Courant	31 459	30 500
Non courant	374 629	353 451
Total de l'actif	406 088	383 951
Passif		
Courant	7 171	4 140
Non courant	37 724	53 024
Total du passif	44 895	57 164

La quote-part se détaille comme suit :	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Résultats		
Produits	49 762	34 407
Charges	32 236	26 333
Bénéfice net	17 526	8 074

35. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

a) Dividendes

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes versés par action privilégiée de série A (\$)	Dividendes versés par action privilégiée de série C (\$)
14/03/2013	28/03/2013	15/04/2013	0,1450	0,3125	0,4923

b) Viger-Denonville

Le 23 février 2013, l'entrepreneur d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction retenu pour le projet de parc éolien Viger-Denonville a reçu un ordre d'exécution, qui a été suivi peu après par l'émission du certificat d'autorisation du début des travaux de construction par le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

Inscription boursière

Les actions ordinaires d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites à la Bourse de Toronto (la « TSX ») sous le symbole « INE ».

Les actions privilégiées de série A de la Société sont inscrites à la TSX sous le symbole INE.PR.A.

Les actions privilégiées de série C de la Société sont inscrites à la TSX sous le symbole INE.PR.C.

Les débetures convertibles de la Société sont inscrites à la TSX sous le symbole INE.DB.

Innergex énergie renouvelable inc. est une composante des indices de marché suivants :

- Indice des titres à petite capitalisation S&P/TSX
- Indice S&P/TSX des technologies propres.

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.

Débetures 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 (mais pas avant le 30 avril 2013, sauf dans certaines situations). Les débetures convertibles sont subordonnées à l'ensemble de la dette de la Société.

Notations

	<u>Standard & Poor's</u>	<u>DBRS</u>
Innergex énergie renouvelable inc.	BBB-	BBB (faible)
Actions privilégiées de série A	P-3	Pfd-3 (faible)
Actions privilégiées de série C	P-3	Pfd-3 (faible)
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

RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »)

Innergex énergie renouvelable inc. a mis en place un régime de réinvestissement de dividendes à l'intention de ses actionnaires ordinaires qui est entré en vigueur le 31 août 2012 et qui permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquérir des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces.

Pour plus de renseignements à propos du régime de réinvestissement de dividendes de la Société, veuillez visiter notre site Web au www.innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare Canada, l'agent responsable du régime.

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.

Politique en matière de dividendes sur les actions ordinaires et historique des paiements

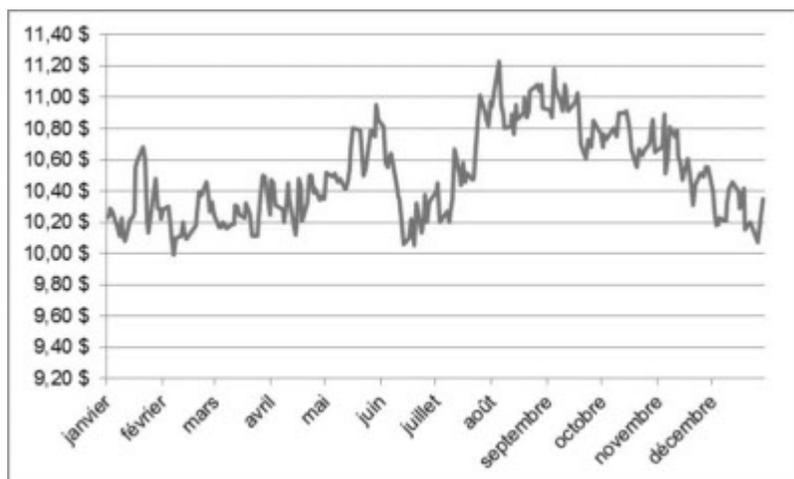
Tel que cela a été annoncé publiquement, Innergex énergie renouvelable inc. a l'intention de verser un dividende annuel de 0,58 \$ par action ordinaire, payable trimestriellement.

	2012	2011	2010
Premier trimestre	0,145 \$	0,145 \$	Voir la note 1
Deuxième trimestre	0,145 \$	0,145 \$	0,148181 \$
Troisième trimestre	0,145 \$	0,145 \$	0,145 \$
Quatrième trimestre	0,145 \$	0,145 \$	0,145 \$

1. La Société a adopté sa politique en matière de dividendes sur les actions ordinaires en mars 2010, au moment du regroupement stratégique au moyen d'un plan d'arrangement d'Innergex Énergie, Fonds de revenu et d'Innergex énergie renouvelable inc. Le dividende déclaré pour le deuxième trimestre de 2010 a été ventilé pour tenir compte de l'adoption d'un dividende annuel de 0,58 \$ par action.

Graphique du titre d'Innergex : du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012

Sommet - creux sur 52 semaines : 11,23 \$ - 9,99 \$



Assemblée annuelle des actionnaires

L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu :

le mardi 14 mai 2013, à 16 h (HAE)
à l'hôtel Hyatt Regency
1255, rue Jeanne-Mance
Montréal (Québec) H5B 1E5

RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

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 le 18 avril 2013 sur la page *Investisseurs* de notre site Web, à la rubrique *Documents d'information continue*. Des copies papiers 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 - Relations avec les investisseurs
450-928-2550
mjprivyk@innnergex.com

Ou visiter www.innergex.com

This document is available in English. For an electronic version, please visit the Corporation's Website at www.innergex.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.

INNOVATION