

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

RAPPORT TRIMESTRIEL 2013

POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 MARS 2013

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

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 le trimestre clos le 31 mars 2013. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 14 mai 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 résumés non audités et les notes annexes pour le trimestre clos le 31 mars 2013, et avec le rapport annuel 2012 d'Innergex. Pour de plus amples renseignements au sujet d'Innergex, notamment sa notice annuelle, veuillez consulter le Système électronique de données, d'analyse et de recherche (SEDAR) des autorités en valeurs mobilières du Canada à www.sedar.com ou le site Web de la Société à www.innergex.com.

Les états financiers consolidés résumés non audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour le trimestre clos le 31 mars 2013, ainsi que les données comparables de 2012, 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	3
Information prospective	3
Vue d'ensemble	4
Stratégie de la société	5
Changements de méthodes comptables ayant une incidence sur la présentation des résultats	6
Participations dans des coentreprises	6
Mise à jour trimestrielle	7
Projets en développement	9
Projets potentiels	10
Résultats opérationnels	10
Liquidités et ressources en capital	15
Dividendes	16
Situation financière	16
Information sectorielle	19
Principales estimations comptables	21
Modifications de méthodes comptables	21
Renseignements supplémentaires et mises à jour	22
Renseignements financiers trimestriels	23
Événement postérieur à la date de clôture	24

RAPPORT DE GESTION

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

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

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

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

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière et vice-président principal de la Société ont attesté qu'il n'y avait aucune faiblesse importante à l'égard des CPCI et des CIIF pour le trimestre clos le 31 mars 2013 et qu'il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la Société.

INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les 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; 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 les symboles 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 BB (élevé) 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 7,1 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 18,0 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 commerciale comprises entre 2013 et 2016 (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
- 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.

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.

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.

RAPPORT DE GESTION

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

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. Les investisseurs sont avisés que ces mesures non conformes aux IFRS ne doivent pas être considérées comme un substitut au résultat net déterminé conformément aux IFRS. 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.

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								Total
	T1		T2		T3		T4		
HYDRO	249,4	14 %	630,0	36 %	506,7	29 %	359,7	21 %	1 745,8
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	470,4	19 %	785,4	32 %	632,3	26 %	572,9	23 %	2 461,0

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

2. La participation nette correspond à la quote-part de la production d'électricité totale attribuable à Innergex, y compris celle inscrite au moyen de la méthode de la mise en équivalence, selon le pourcentage de participation dans les installations.

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

CHANGEMENTS DE MÉTHODES COMPTABLES AYANT UNE INCIDENCE SUR LA PRÉSENTATION DES RÉSULTATS

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 participations dans des entreprises communes sont comptabilisées de sorte que chaque coparticipant comptabilise et évalue les actifs et les passifs (ainsi que les produits et les charges liées) selon sa participation dans l'entreprise conformément aux normes applicables.

En appliquant IFRS 11, la Société a examiné et évalué la forme juridique et les stipulations des accords contractuels relatifs aux participations de la Société dans des partenariats. L'application d'IFRS 11 a modifié le classement et la comptabilisation ultérieure des participations de la Société dans les projets Umbata Falls et Viger-Denonville, qui étaient classés en tant qu'entités contrôlées conjointement conformément à la norme précédente et qui étaient comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle. En vertu d'IFRS 11, Umbata Falls et Viger-Denonville sont comptabilisés à titre de coentreprises et les participations de la Société dans celles-ci doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Tous les chiffres comparatifs pour les exercices clos le 31 décembre 2012 et le 31 décembre 2011 ont été ajustés pour tenir compte des modifications de la présentation découlant de l'application d'IFRS 11.

PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

Production d'électricité

Pour les trimestres clos les 31 mars	2013				2012			
	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²	Production (MWh) ¹	PMLT (MWh) ¹	Production en % de la PMLT	Prix moyen (\$/MWh) ²
Umbata Falls	18 839	18 165	104%	84,38	16 669	18 165	92%	84,21

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

2. Incluant les paiements reçus du programme ÉcoÉNERGIE.

RAPPORT DE GESTION

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

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global d'Umbata Falls

Pour les trimestres clos les 31 mars	2013	2012
Produits opérationnels	1 590	1 404
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	181	186
BAIIA ajusté	1 409	1 218
Charges financières	611	630
Autres	(8)	(1)
Amortissement	1 006	1 006
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(460)	(1 850)
Résultat net et résultat global	260	1 433

Sommaire des états de la situation financière d'Umbata Falls

	31 mars 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	1 716	2 801
Actifs non courants	78 723	79 679
Passifs courants	2 327	2 382
Passifs non courants	52 460	53 225

Sommaire des comptes de résultat et états du résultat global de Viger-Denonville

Pour les trimestres clos les 31 mars	2013	2012
Produits opérationnels	—	—
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	2	—
BAIIA ajusté	(2)	—
Charges financières	—	—
Autres	—	—
Amortissement	—	—
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	504	—
Résultat net et résultat global	(506)	—

Sommaire des états de la situation financière de Viger-Denonville

	31 mars 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	5 025	4 791
Actifs non courants	8 125	7 274
Passifs courants	552	200
Passifs non courants	118	328

RAPPORT DE GESTION

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

MISE À JOUR TRIMESTRIELLE

Points saillants

Pour les trimestres clos les 31 mars	2013	2012
Production d'énergie (MWh)	386 171	319 341
Produits opérationnels	35 688	28 069
BAlIA ajusté	25 403	18 289
(Perte nette) Bénéfice net	(178)	7 805
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	2 047	1 063
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13 625	11 786
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,1450	0,1450

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, l'augmentation de la production d'énergie, des produits opérationnels et du BAlIA ajusté, qui est décrit en détail dans le tableau sur les résultats financiers, est principalement attribuable à l'ajout du parc solaire Stardale, à la capacité supplémentaire au parc éolien Gros-Morne et à l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

La perte nette au premier trimestre de 2013, par comparaison avec le bénéfice net au premier trimestre de 2012, est principalement attribuable à un profit net latent sur instruments financiers dérivés inférieur pour le trimestre clos le 31 mars 2013. Le tableau suivant présente l'incidence du profit net latent sur instruments financiers dérivés sur (la perte nette) le bénéfice net :

Pour les trimestres clos les 31 mars	2013	2012
(Perte nette) Bénéfice net	(178)	7 805
Moins : Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(3 838)	(20 099)
Plus : Charge d'impôt différé lié au profit net latent sur instruments financiers dérivés	998	5 226
	(5 014)	(17 520)

En excluant le profit net latent sur instruments financiers dérivés et la charge d'impôt différé qui s'y rapporte, la perte pour le trimestre clos le 31 mars 2013 se serait établie à 5,0 M\$ (17,5 M\$ en 2012).

Notations de crédit de la Société

En décembre 2012, S&P a reconduit ses notations de BBB- avec perspective stable pour la Société et de P-3 pour les actions privilégiées de la Société.

En juillet 2012, la Société a demandé une confirmation de sa notation de la catégorie investissement à ses deux agences de notation. S&P et DBRS ont confirmé leurs notes de BBB- et BBB (faible), respectivement. Toutefois, DBRS a annoncé qu'elle avait changé la tendance de la notation de la Société de stable à négative, invoquant principalement le fait que son ratio d'endettement consolidé (calculé d'après la valeur comptable) était supérieur à 60 %. Pour conserver la note de crédit accordée par DBRS, la Société devrait réduire sensiblement la part des capitaux empruntés dans le financement sans recours de ses projets futurs.

La part de l'endettement dans le financement des nouveaux projets hydroélectriques, éoliens ou solaires se situe habituellement entre 75 % et 85 % des coûts totaux du projet. L'endettement est déterminé principalement par le profil des flux de trésorerie du projet et est amorti sur la durée du CAÉ sous-jacent. Étant donné que la Société a un éventail d'Installations en exploitation récentes et compte plusieurs Projets en développement, son ratio d'endettement consolidé a été supérieur à 60 % au cours des dernières années et devrait le demeurer pendant les prochaines années. Innergex juge son ratio d'endettement satisfaisant et estime qu'une diminution importante afin de conserver la notation de DBRS représenterait un changement fondamental à son modèle d'affaires éprouvé et nuirait de ce fait à sa compétitivité et à sa capacité de créer de la valeur pour ses actionnaires. À la lumière de son point de vue irréconciliable avec celui de DBRS sur ce que représente une structure du capital appropriée pour les activités d'Innergex, la Société a décidé de mettre fin à son entente avec DBRS, à compter du 8 septembre 2012.

Malgré cette résiliation, DBRS a continué de noter la Société et certains de ses titres, de manière non sollicitée. Le 25 mars 2013, selon le même raisonnement qui est décrit ci-dessus, DBRS a abaissé la notation de la Société à BB (élevé) avec une tendance stable, et elle a abaissé la notation des actions privilégiées à P-4 (élevé), avec une tendance stable également.

RAPPORT DE GESTION

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

Il n'est pas possible de prévoir à quel moment DBRS pourrait cesser de publier ces notations non sollicitées. Depuis septembre 2012, cette agence de notation n'a plus de contacts avec la haute direction d'Innergex et n'a plus accès à des informations confidentielles, telles que les prévisions et les budgets de la Société.

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 ¹	PMLT brute estimée (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux de projets		Prévisions, première année	
						Estimés ² (M\$)	Au 31 mars 2013 (M\$)	Produits ² (M\$)	BAlIA ajusté ² (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>									
Kwoiek Creek	50,0	49,9	T4 2013	215,0	40	153,2	119,5	18,2	14,8
Northwest Stave River	100,0	17,5	T4 2013	61,9	40	91,4	53,5	7,4	5,9
<i>ÉOLIEN (Québec)</i>									
Viger-Denonville	50,0	24,6	T4 2013	67,6	20	36,6 ³	3,8 ³	5,2 ³	4,2 ³

1. Mise en service commercial.

2. 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.

3. 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. Durant le premier trimestre de 2013, le déboisement pour la ligne de transport a été complété et 90 % des poteaux ont été installés; la construction de la prise d'eau et l'installation de la conduite forcée se poursuivaient. En date du présent rapport de gestion, les activités en cours comprennent l'assemblage et l'installation des turbines et des générateurs, ainsi que les travaux sur les circuits électriques. Les travaux de construction de cette centrale progressent selon le calendrier et le budget.

Northwest Stave River

La construction de cette centrale hydroélectrique a débuté au dernier trimestre de 2011. Comme prévu, les activités de construction ont cessé pendant la période hivernale et ont repris à la fin de mars 2013. En date du présent rapport de gestion, le canal de l'habitat compensatoire pour les poissons et les travaux d'ingénierie civile de la centrale ont été complétés et la superstructure de la centrale était presque terminée. Les activités en cours comprennent l'installation de la conduite forcée et la construction de la prise d'eau et du poste extérieur. Les travaux de construction de cette centrale progressent selon le calendrier et le budget.

Énergie éolienne

Viger-Denonville

La construction de ce parc éolien a débuté durant le premier trimestre de 2013. Les activités en cours comprennent le déboisement, la construction des routes et le coulage du béton de la fondation de la sous-station. En avril 2013, la MRC de Rivière-du-Loup et Innergex ont signé une lettre d'engagement relativement à un prêt pour la construction et un financement de projet à long terme sans recours pour ce parc éolien. Les partenaires prévoient conclure le financement au courant de l'été 2013. Les travaux de construction de ce parc éolien progressent selon le calendrier et le budget.

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\$)	Au 31 mars 2013 (M\$)
<i>HYDRO (Colombie-Britannique)</i>							
Boulder Creek	66,7	25,3	2015	92,5	40	116,9	2,5
Tretheway Creek	100,0	23,2	2015	81,9	40	108,5	15,1
North Creek ²	66,7	16,0	2016	59,7	40	72,0	0,1
Upper Lillooet	66,7	81,4	2016	334,0	40	317,6	8,1
Big Silver Creek	100,0	40,6	2016	139,8	40	191,8	28,2

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. Le 14 mars 2013, la Société a annoncé des changements à la configuration des projets hydroélectriques Boulder Creek, North Creek et Upper Lillooet, notamment l'annulation du projet North Creek, sous réserve du consentement de BC Hydro, lequel n'a pas encore été donné. Par ailleurs, la Société envisage la possibilité d'aller de l'avant avec une version modifiée du projet North Creek.

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. Après avoir reçu les propositions d'entrepreneurs en ingénierie et avoir décidé d'augmenter la puissance installée des projets Upper Lillooet et Boulder Creek, la Société a demandé de nouvelles soumissions de prix à certains entrepreneurs de génie civil. La décision relative au choix du fabricant de turbines est en suspens. L'entrepreneur pour la construction de la ligne de transport a reçu un ordre de démarrage limité visant l'avancement de la conception et de la disposition de la ligne de transport. Les activités en cours portent sur la consultation des différentes parties prenantes et les demandes en vue de l'obtention des permis appropriés.

Les discussions avec BC Hydro se poursuivent en vue d'obtenir son consentement quant à la modification des CAÉ pour refléter l'augmentation de la puissance installée des projets Upper Lillooet et Boulder Creek et l'annulation du projet North Creek dans sa forme actuelle. La Société prévoit toujours de commencer les travaux de construction des projets Boulder Creek et Upper Lillooet en 2013 et de maintenir les dates de mise en service commerciale prévues.

Tretheway Creek

La Société évalue les propositions des entrepreneurs de génie civil, des fabricants de turbines et de générateurs et des entrepreneurs pour la construction de la ligne de transport. Les activités en cours comprennent la surveillance hydrométrique, les études environnementales, la consultation des différentes parties prenantes et les demandes en vue de l'obtention des permis appropriés. Les discussions avec BC Hydro se poursuivent en vue d'obtenir son consentement pour augmenter la puissance installée du projet. Certains aspects des travaux de conception et des études géotechniques se poursuivent et la Société prévoit de commencer les travaux de construction en 2013.

Big Silver Creek

En date du présent rapport de gestion, les propositions des entrepreneurs de génie civil, des fabricants de turbines et de générateurs et des entrepreneurs pour la construction de la ligne de transport ont été reçues et la Société en fait l'évaluation. Les activités en cours comprennent la surveillance hydrométrique, la consultation des différentes parties prenantes et les demandes en vue de l'obtention des permis appropriés. La Société prévoit de commencer les travaux de construction en 2013.

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 le trimestre clos le 31 mars 2013 sont comparés aux résultats opérationnels de la période correspondante en 2012.

RAPPORT DE GESTION

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

Production d'électricité

Dans son évaluation des 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. Par suite de l'application de la norme IFRS 11, les produits opérationnels de la centrale hydroélectrique Umbata Falls ne sont pas inclus dans ceux de la Société et, afin d'assurer la cohérence, sa production d'électricité a été exclue du tableau de production pour le trimestre clos le 31 mars 2013, ainsi que pour les données comparatives de 2012.

Pour les trimestres clos les 31 mars	2013				2012			
	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	70 686	63 317	112%	109,30	67 205	63 317	106%	103,38
Ontario	25 542	24 294	105%	70,14	24 353	24 294	100%	73,81
Colombie-Britannique	76 203	144 997	53%	89,43	75 170	126 263	60%	93,02
États-Unis	4 129	7 927	52%	58,75	7 638	7 927	96%	55,72
Total partiel	176 560	240 535	73%	93,88	174 366	221 801	79%	91,62
<i>ÉOLIEN</i>								
Québec	202 676	213 605	95%	87,77	144 975	172 731	84%	83,01
<i>SOLAIRE</i>								
Ontario	6 935	7 389	94%	420,00	—	—	—	—
Total	386 171	461 529	84%	88,40	319 341	394 532	81%	87,81

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.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, les installations de la Société ont produit 386 GWh, soit 16% de moins que la PMLT de 462 GWh. Ce niveau de production est principalement attribuable aux faibles débits d'eau en Colombie-Britannique et aux États-Unis, partiellement contrebalancés par des débits d'eau meilleurs que prévu au Québec et en Ontario. Les régimes de vent ont été légèrement inférieurs aux prévisions pour tous les parcs éoliens, à l'exception de Carleton. La production du parc solaire Stardale a été inférieure à sa PMLT, les fortes chutes de neige inhabituelles et les grands froids qui ont suivi en janvier ayant ralenti les opérations de déneigement des panneaux solaires.

La performance globale des installations de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2013 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydroélectrique, éolienne et solaire.

RAPPORT DE GESTION

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

Résultats financiers

Pour les trimestres clos les 31 mars	2013	2012
Produits opérationnels	35 688	28 069
Charges opérationnelles	6 458	5 664
Frais généraux et administratifs	3 002	3 033
Charges liées aux projets potentiels	825	1 083
BAILA ajusté	25 403	18 289
Charges financières	12 952	13 936
Autres produits montant net	(2 373)	(599)
Amortissement	17 461	14 557
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises ¹	126	(702)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(3 838)	(20 099)
Charge d'impôt	1 253	3 391
(Perte nette) Bénéfice net	(178)	7 805
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux :		
Propriétaires de la société mère	2 797	8 923
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 975)	(1 118)
	(178)	7 805
Bénéfice net de base, par action	0,01	0,10

1. Selon la norme IFRS 11, Umbata Falls et Viger-Denonville sont traités comme des coentreprises et, par conséquent, les participations de la Société dans ces projets doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Veuillez vous reporter aux rubriques « Changements de méthodes comptables ayant une incidence sur les résultats » et « Participations dans des coentreprises » pour obtenir plus d'information.

Produits

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, la Société a enregistré des produits opérationnels de 35,7 M\$ (28,1 M\$ en 2012). Cette augmentation s'explique principalement par les produits supplémentaires provenant du parc solaire Stardale, l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne et l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

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 le trimestre clos le 31 mars 2013, la Société a constaté des charges opérationnelles de 6,5 M\$ (5,7 M\$ en 2012). Cette augmentation est attribuable essentiellement au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2013 par rapport à 2012, par suite de l'ajout du parc solaire Stardale, de l'accroissement de la capacité au parc éolien Gros-Morne et de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 3,0 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2013 (3,0 M\$ en 2012).

Les charges liées aux projets potentiels, qui comprennent les coûts liés au développement des Projets potentiels, ont totalisé 0,8 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2013 (1,1 M\$ en 2012).

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.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, les charges financières ont totalisé 13,0 M\$ (13,9 M\$ en 2012). Cette diminution s'explique principalement par les intérêts compensatoires au titre de l'inflation négatifs qui ont fait suite à la déflation. Ce facteur a été partiellement contrebalancé par la hausse des intérêts sur la dette à long terme découlant du prêt pour Stardale, qui était basé sur un taux variable au premier trimestre de 2012 comparativement à un taux fixe pour la même période en 2013.

Au 31 mars 2013, 95 % de l'encours de la dette de la Société, incluant les débetures convertibles, était à taux fixe ou faisait l'objet d'une couverture contre les mouvements de taux d'intérêt (87 % au 31 mars 2012). L'écart est attribuable aux swaps de taux d'intérêt pour Stardale, qui sont entrés en vigueur à la fin du troisième trimestre de 2012.

RAPPORT DE GESTION

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

Le taux d'intérêt global effectif de la dette et des débetures convertibles de la Société était de 5,58 % au 31 mars 2013 (5,85 % au 31 mars 2012). 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 et à l'ajout du prêt pour Kwoiek Creek, qui est assorti d'un taux d'intérêt fixe peu élevé de 5,075 %. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par le taux d'intérêt global plus élevé pour le prêt de Stardale, soit 5,79 %, lequel est maintenant essentiellement couvert par un swap de taux d'intérêt. Veuillez vous reporter à la rubrique « Instruments financiers dérivés et gestion des risques » pour obtenir plus d'information.

Autres (produits) charges, montant net

Le montant net des autres (produits) charges comprend les coûts de transaction, la perte (le profit) de change réalisé(e), le profit sur les contreparties conditionnelles, le règlement de réclamations reçues relativement à une acquisition et le montant net des autres produits.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, le montant net des autres produits a totalisé 2,4 M\$ (0,6 M\$ en 2012). Cette augmentation est attribuable principalement au règlement de réclamations de 2,0 M\$ reçu relativement à une acquisition.

Amortissement

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, la dotation aux amortissements a totalisé 17,5 M\$ (14,6 M\$ en 2012). L'augmentation est attribuable principalement à l'accroissement des actifs découlant de l'ajout du parc solaire Stardale, des turbines supplémentaires installées au parc éolien Gros-Morne et de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

Instruments financiers dérivés

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts (« Dérivés »), protégeant ainsi la valeur économique de ses projets. Innergex compte aussi des instruments financiers dérivés intégrés dans certains des CAÉ qu'elle a conclus. La Société ne fait pas appel à la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés et ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation.

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, la Société a comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 3,8 M\$, en raison principalement de l'augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012. Pour le trimestre correspondant de 2012, Innergex avait comptabilisé un profit net latent sur instruments financiers dérivés de 20,1 M\$ découlant de la hausse des taux d'intérêt de référence depuis le 31 décembre 2011. La Société prévoit régler au cours des prochains mois en 2013 les contrats à terme sur obligations de Northwest Stave River et Viger-Denonville en même temps que la clôture du financement à taux fixe ou du financement à long terme au moyen de swaps de taux d'intérêt, ce qui donnera lieu à un profit ou une perte réalisé sur instruments financiers dérivés.

Charge d'impôt

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, la Société a enregistré une charge d'impôt exigible de 0,8 M\$ (charge de 0,5 M\$ en 2012) et une charge d'impôt différé de 0,4 M\$ (charge de 2,9 M\$ en 2012). L'écart au titre de la charge d'impôt différé s'explique principalement par le profit net latent sur instruments financiers dérivés comptabilisé au premier trimestre de 2013, lequel est inférieur par rapport à la période correspondante en 2012.

Bénéfice net (Perte nette)

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, la Société a enregistré une perte nette de 0,2 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,01 \$ par action). Pour la période correspondante de 2012, Innergex avait constaté un bénéfice net de 7,8 M\$ (bénéfice net de base et dilué de 0,10 \$ par action). Les principaux éléments qui ont contribué à la perte nette au premier trimestre de 2013, comparativement à un bénéfice net pour la période correspondante en 2012, sont présentés dans les deux tableaux suivants :

RAPPORT DE GESTION

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

Éléments principaux - Incidence positive	Variation	Explications
BAlIA ajusté	7 114	En raison principalement de l'ajout de Stardale, de la capacité supplémentaire à Gros-Morne et de l'acquisition des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.
Charges financières	(984)	En raison principalement de la diminution des intérêts compensatoires au titre de l'inflation, partiellement contrebalancée par l'augmentation des intérêts sur la dette à long terme découlant du prêt pour Stardale.
Autres produits, montant net	1 774	En raison principalement du règlement de réclamations de 2,0 M\$ reçues relativement à une acquisition.
Charge d'impôt	(2 138)	En raison principalement d'une baisse du profit latent sur instruments financiers dérivés.

Éléments principaux - Incidence négative	Variation	Explications
Amortissement	2 904	En raison principalement de l'accroissement des actifs découlant de l'ajout de Stardale, des turbines supplémentaires installées à Gros-Morne et de l'acquisition de Brown Lake et Miller Creek.
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(16 261)	Attribuable surtout à une hausse plus importante des taux d'intérêt de référence entre la fin de 2011 et la fin du premier trimestre de 2012 qu'entre la fin de 2012 et la fin du premier trimestre de 2013.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 93 913 389 et 94 026 704 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pendant cette période, 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 dans le calcul du résultat par action, les propriétaires de la société mère ayant comptabilisé un bénéfice net et le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché ayant été supérieur au prix de levée. 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 le trimestre clos le 31 mars 2012, le résultat par action de base et dilué a été calculé en fonction d'un nombre moyen pondéré de 81 282 460 et 81 432 823 actions ordinaires en circulation, respectivement. Pendant cette période, 1 034 000 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 1 643 444 options sur actions restantes étaient dilutives dans le calcul du résultat par action, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché étant supérieur au prix de levée. Les Débentures convertibles étaient non dilutives, 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.

Au 31 mars 2013, 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 mars 2012, la Société avait un total de 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. En date du présent rapport de gestion, la Société avait un total de 94 449 724 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées de série A, 2 000 000 Actions privilégiées de série C et 2 736 684 options sur actions en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 mars 2013 est attribuable au Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD »).

Participations ne donnant pas le contrôle

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, la Société a affecté des pertes de 3,0 M\$ aux participations ne donnant pas le contrôle (pertes de 1,1 M\$ en 2012). Ces participations sont liées principalement aux six centrales hydroélectriques (« Centrales en exploitation de Harrison ») acquises dans le cadre de l'acquisition de Cloudworks Energy Inc. (l'« Acquisition de Cloudworks »), à l'Installation en exploitation Fitzsimmons Creek et au Projet en développement Kwoiek Creek.

RAPPORT DE GESTION

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

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont totalisé 12,2 M\$ (9,4 M\$ en 2012). Cet écart est principalement attribuable à une augmentation de 7,1 M\$ du BAIIA ajusté, à une augmentation du montant net des autres produits de 1,8 M\$ et à une diminution des impôts nets versés de 1,0 M\$. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une évolution négative de 7,5 M\$ des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et une augmentation de 0,9 M\$ des intérêts versés. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement découle principalement d'une baisse des débiteurs pour le trimestre clos le 31 mars 2013, par rapport à une hausse pour la même période en 2012, et d'une diminution des créditeurs pour le premier trimestre de 2013, par rapport à une augmentation pour la période correspondante en 2012.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 17,4 M\$ (flux de trésorerie provenant des activités de financement de 24,4 M\$ en 2012). Ce montant traduit principalement une augmentation moins importante de 43,1 M\$ de la dette à long terme (diminution nette de la dette à long terme de 5,5 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2013, par rapport à une augmentation nette de 37,2 M\$ pour la même période en 2012), partiellement contrebalancée par une diminution nette de 1,2 M\$ des dividendes versés aux actionnaires ordinaires et privilégiés. La diminution du montant total des dividendes versés aux actionnaires ordinaires découle de la mise en oeuvre du régime de réinvestissement de dividendes en août 2012.

Utilisation du produit du financement

Pour les trimestres clos les 31 mars	2013	2012
Produit de l'émission de dettes à long terme	11 999	55 130
Remboursement au titre de la dette à long terme	(17 431)	(17 656)
Paiement des frais de financement différés	(42)	(264)
Paiement des frais d'émission des Actions privilégiées de série C	(351)	—
Fonds nets prélevés des réserves	1 227	1 523
Ajouts aux immobilisations corporelles	(37 069)	(49 699)
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(27)	(335)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(2 023)	(655)
Participations dans des coentreprises	(725)	(100)
Cession des (ajout aux) autres actifs non courants	9	(47)
Utilisation du produit du financement	(56 432)	(67 233)
Diminution du fonds de roulement	(44 433)	(12 103)

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, la Société a emprunté 12,0 M\$ et utilisé 44,4 M\$ de son fonds de roulement aux fins du paiement de la construction de Gros-Morne et des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River, du remboursement des dettes à long terme et de la réduction des prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif. Pendant la période correspondante de 2012, la Société avait emprunté 55,1 M\$ et utilisé 12,1 M\$ de son fonds de roulement aux fins du paiement de la construction des projets Stardale et Kwoiek Creek et du remboursement de la dette à long terme de Glen Miller.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 19,0 M\$ (4,6 M\$ en 2012). Pendant cette période, les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 37,1 M\$ (49,7 M\$ en 2012) et les ajouts aux frais de développement liés aux projets un décaissement de 2,0 M\$ (0,7 M\$ en 2012), ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des liquidités et des placements à court termes soumis à restrictions correspondant à un encaissement de 19,6 M\$ (44,7 M\$ en 2012).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, la Société a utilisé 24,3 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (montant de 29,2 M\$ généré en 2012), soit le résultat net de ses activités opérationnelles, de financement et d'investissement.

Au 31 mars 2013, la Société détenait 25,2 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (64,0 M\$ au 31 mars 2012).

RAPPORT DE GESTION

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

DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

Pour les trimestres clos les 31 mars	2013	2012
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13 625	11 786
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,1450	0,1450
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A	1 063	1 063
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série A (\$ par action)	0,3125	0,3125
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C	984	—
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées de série C (\$ par action)	0,4923	—

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 juillet 2013 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes par Action privilégiée de série A (\$)	Dividendes par Action privilégiée de série C (\$)
14/05/2013	28/06/2013	15/07/2013	0,1450	0,3125	0,359375

SITUATION FINANCIÈRE

Actif

Au 31 mars 2013, l'actif total de la Société s'établissait à 2,3 G\$ (même montant au 31 décembre 2012). Des variations importantes ont été comptabilisées à l'égard des éléments comptables suivants :

- une diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions de 137,3 M\$ au 31 décembre 2012 à 93,4 M\$, au 31 mars 2013, en raison principalement du montant de trésorerie inférieur qui a été conservé et 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 diminution des débiteurs de 50,1 M\$ à 44,9 M\$, comme il est expliqué à la rubrique « Fonds de roulement » ci-après;
- une augmentation des immobilisations corporelles de 1 427 M\$ à 1 440 M\$, en raison principalement des Projets en développement en construction; et
- une diminution des actifs incorporels de 429,4 M\$ à 424,0 M\$, en raison principalement de l'amortissement.

Fonds de roulement

Au 31 mars 2013, le fonds de roulement était positif de 41,0 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,32:1,00. Au 31 décembre 2012, le fonds de roulement était positif de 80,9 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,58:1,00. La baisse du fonds de roulement par rapport au trimestre précédent est principalement attribuable aux diminutions de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions et des débiteurs, partiellement contrebalancées par une baisse des crédateurs et autres charges à payer.

Compte tenu de ces ratios, la Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. La Société peut également utiliser sa facilité à terme de crédit rotatif de 425,0 M\$ au besoin. Au 31 mars 2013, la Société avait prélevé 13,9 M\$ US et 188,0 M\$ à titre d'avances de fonds et 21,5 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit.

Les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions sont liés aux Centrales en exploitation de Harrison et au prêt pour Kwoiek Creek. Au 31 mars 2013, les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions s'élevaient à 68,2 M\$, dont une tranche de 62,5 M\$ était liée au prêt pour Kwoiek Creek (87,8 M\$ au 31 décembre 2012, dont une tranche de 81,2 M\$ était liée au prêt pour Kwoiek Creek).

Les débiteurs ont diminué pour passer de 50,1 M\$ au 31 décembre 2012 à 44,9 M\$ au 31 mars 2013. La diminution découle principalement du recouvrement des taxes à la consommation à recevoir pour le parc éolien 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. Au 31 mars 2013, les prêts aux partenaires s'élevaient à 23,4 M\$ (même montant au 31 décembre 2012). Il est prévu qu'au cours de l'exercice 2013, ces prêts soient remboursés directement au moyen d'une distribution provenant de la société mère des Centrales en exploitation de Harrison et qu'une diminution correspondante des participations ne donnant pas le contrôle soit comptabilisée sans incidence sur le résultat net ou les flux de trésorerie.

RAPPORT DE GESTION

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

Les créiteurs et charges à payer ont diminué pour passer de 41,3 M\$ au 31 décembre 2012 à 33,1 M\$ au 31 mars 2013, en raison principalement des paiements liés à la construction des centrales hydroélectriques Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif courant ont diminué pour passer de 17,2 M\$ au 31 décembre 2012 à 16,4 M\$ au 31 mars 2013, en raison de l'augmentation des taux d'intérêt de référence.

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 (20,8 M\$) et au prêt pour Carleton (42,2 M\$). La diminution de 63,9 M\$ au 31 décembre 2012 à 63,0 M\$ au 31 mars 2013 est attribuable principalement au remboursement de capital du prêt prévu pour Carleton. Ce prêt est maintenant comptabilisé à titre de dette à court terme étant donné qu'il viendra à échéance en novembre 2013. La Société prévoit en refinancer l'encours avant cette date.

Comptes de réserve

	31 mars 2013	31 décembre 2012
Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	43 957	45 291
Réserve pour travaux d'entretien majeurs	2 446	2 325
Total	46 403	47 616

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 1 440 M\$ au 31 mars 2013, comparativement à 1 427 M\$ au 31 décembre 2012. Cette augmentation découle principalement des Projets en développement en construction et est partiellement contrebalancée par l'amortissement.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent différents CAÉ, permis et licences. Elles incluent aussi les garanties prolongées des turbines des parcs éoliens Carleton, Montagne Sèche et Gros-Morne. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 424,0 M\$ au 31 mars 2013, soit une diminution par rapport à 429,4 M\$ au 31 décembre 2012 qui découle de l'amortissement. À l'exception de 4,9 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 mars 2013, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 104,8 M\$ (103,5 M\$ au 31 décembre 2012). Cette augmentation est attribuable aux Projets en développement qui en sont à la phase d'obtention des permis.

Goodwill

Il n'y a eu aucun changement au premier trimestre de 2013.

RAPPORT DE GESTION

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

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

Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme sont définies comme étant des engagements de prêts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets 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 mars 2013, la Société avait des charges à payer de 2,5 M\$ liées à l'acquisition d'actifs à long terme (12,9 M\$ au 31 décembre 2012). Cette diminution découle principalement des prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif pour Northwest Stave River.

Dettes à long terme

Au 31 mars 2013, la dette à long terme s'établissait à 1 224 M\$ (1 231 M\$ au 31 décembre 2012). Cette diminution découle principalement d'une baisse des prélèvements de la facilité à terme de crédit rotatif, d'un repli des intérêts compensatoires au titre de l'inflation et des remboursements de la dette à long terme prévus de 5,8 M\$, partiellement contrebalancés par une augmentation de 3,0 M\$ du prêt à terme accordé par le partenaire de la Société à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership.

Depuis le début de l'exercice 2013, 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.

Débiteures convertibles

Il n'y a eu aucun changement important au premier trimestre de 2013.

Actions privilégiées

Il n'y a eu aucun changement important au premier trimestre de 2013.

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur le financement par emprunt. La Société ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation et n'utilise pas la comptabilité de couverture pour ses Dérivés.

Pris collectivement, les contrats à terme sur obligations et les swaps permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt sur la dette à long terme réelle et prévue (486,8 M\$ et 40,0 M\$, respectivement). Au 31 mars 2013, les swaps de taux d'intérêt liés à l'encours des dettes, combinés aux emprunts à taux fixe de 686,0 M\$ et au montant de 79,7 M\$ au titre des débiteures convertibles, signifient que 95 % de l'encours de la dette de la Société est protégé contre les hausses de taux d'intérêt.

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 73,8 M\$ au 31 mars 2013 (valeur négative de 78,0 M\$ au 31 décembre 2012). Cette variation favorable est principalement attribuable à une augmentation des taux d'intérêt de référence depuis la fin de 2012. L'incidence estimée d'une hausse de 0,1 % des taux d'intérêt correspondrait à une diminution de 5,0 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 5,0 M\$ du passif lié aux contrats à terme sur obligations et aux swaps de taux d'intérêt.

Au 31 mars 2013, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs à certains CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 8,0 M\$ (8,4 M\$ au 31 décembre 2012). 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 mars 2013, le passif net d'impôt différé de la Société se chiffrait à 133,8 M\$ (133,4 M\$ au 31 décembre 2012).

Arrangements hors bilan

Au 31 mars 2013, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 33,4 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 21,5 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 32,2 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 Dérivés.

Capitaux propres

Au 31 mars 2013, les capitaux propres de la Société totalisaient 675,2 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 104,6 M\$, comparativement à 687,9 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 107,6 M\$, au 31 décembre 2012. La diminution du total des capitaux propres découle essentiellement des dividendes déclarés.

RAPPORT DE GESTION

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

Obligations contractuelles

Il n'y a eu aucun changement important au premier trimestre de 2013.

Éventualités

Il n'y a eu aucun changement important au premier trimestre de 2013.

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 31 mars 2013, la Société exploitait 21 centrales hydroélectriques, cinq parcs éoliens et un parc solaire au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits opérationnels de 0,2 M\$ (0,4 M\$ en 2012), ce qui représente des apports de 1 % (2 % en 2012) aux produits opérationnels de la Société pour cette période.

Secteurs opérationnels

Au 31 mars 2013, 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.

	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Pour le trimestre clos le 31 mars 2013					
Production (GWh)	176 560	202 676	6 935	—	386 171
Produits opérationnels	16 575	16 200	2 913	—	35 688
Charges :					
Charges opérationnelles	4 077	2 070	311	—	6 458
Frais généraux et administratifs	1 848	595	118	441	3 002
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	825	825
BAIIA ajusté	10 650	13 535	2 484	(1 266)	25 403
Pour le trimestre clos le 31 mars 2012					
Production (GWh)	174 366	144 975	—	—	319 341
Produits opérationnels	16 035	12 034	—	—	28 069
Charges :					
Charges opérationnelles	3 725	1 939	—	—	5 664
Frais généraux et administratifs	1 350	796	—	887	3 033
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 083	1 083
BAIIA ajusté	10 960	9 299	—	(1 970)	18 289

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
Au 31 mars 2013					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 262 154	423 766	137 759	430 761	2 254 440
Total du passif	797 805	378 154	143 166	260 128	1 579 253
Ajouts aux immobilisations corporelles depuis le début de l'exercice	84	242	—	24 817	25 143
Au 31 décembre 2012					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 281 758	423 634	139 222	451 826	2 296 440
Total du passif	809 611	383 435	144 555	270 907	1 608 508
Ajouts aux immobilisations corporelles durant l'exercice	612	3 682	153	169 449	173 896

Secteur de la production hydroélectrique

Pour les trimestres clos le 31 mars 2013 et le 31 mars 2012, ce secteur a produit respectivement 27 % et 21 % de moins d'électricité que la PMLT, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 16,6 M\$ et 16,0 M\$, respectivement. Le niveau de production inférieur des deux périodes est attribuable principalement aux débits d'eau moindres que prévu dans les installations situées en Colombie-Britannique. L'augmentation des produits opérationnels découle principalement de l'acquisition des centrales Brown Lake et Miller Creek.

L'actif total a diminué depuis le 31 décembre 2012, en raison principalement de l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Le passif total a diminué depuis le 31 décembre 2012, en raison principalement du remboursement prévu de la dette à long terme et de la baisse des intérêts compensatoires au titre de l'inflation.

Secteur de la production éolienne

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, le secteur de la production éolienne a produit 5 % de moins que la PMLT, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 16,2 M\$. Le niveau de production est attribuable principalement au régime de vent inférieur pour tous les parcs éoliens, à l'exception de Carleton.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, le secteur de la production éolienne avait produit 16 % de moins d'électricité que la PMLT, en raison de la période de 42 jours pendant laquelle la production au parc éolien Gros-Morne avait été interrompue et au régime de vent inférieur aux prévisions pour tous les parcs éoliens, à l'exception de Baie-des-Sables, ce qui avait donné lieu à des produits opérationnels de 12,0 M\$. L'augmentation de la production et des produits opérationnels découle principalement de la capacité supplémentaire au parc éolien Gros-Morne.

Le total de l'actif n'a pas connu de variation importante depuis le 31 décembre 2012.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2012 est attribuable surtout aux paiements des crédateurs liés à Gros-Morne et Montagne Sèche et au 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 le trimestre clos le 31 mars 2013, le secteur de la production solaire a produit 6 % de moins d'électricité que prévu, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 2,9 \$M. Ce niveau de production est attribuable principalement aux fortes chutes de neige inhabituelles et aux grands froids qui ont suivi en janvier, ce qui a ralenti les opérations de déneigement des panneaux solaires.

La diminution du total de l'actif depuis le 31 décembre 2012 est attribuable principalement à l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

La diminution du total du passif depuis le 31 décembre 2012 est attribuable principalement au remboursement prévu de la dette à long terme.

RAPPORT DE GESTION

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

Secteur de l'aménagement d'emplacements

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, la diminution des frais généraux et administratifs est attribuable essentiellement au plus grand nombre d'installations exploitées par la Société en 2013 par rapport à 2012, ce qui a fait augmenter le pourcentage représenté par ces frais dans les secteurs opérationnels.

La diminution du total de l'actif et du total du passif depuis le 31 décembre 2012 découle principalement des paiements exécutés durant le premier trimestre de 2013 pour des coûts encourus en 2012 aux fins de la construction des projets Kwoiek Creek et Northwest Stave River.

PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

La préparation d'états financiers conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses. Ces estimations et ces hypothèses ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours de la période considérée, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant 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 la période au cours de laquelle 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

NOUVELLES IFRS ET IFRS RÉVISÉES AYANT UNE INCIDENCE SUR LA PERFORMANCE FINANCIÈRE ET(OU) LA SITUATION FINANCIÈRE DE LA PÉRIODE CONSIDÉRÉE ET(OU) D'UNE PÉRIODE PRÉCÉDENTE

Application de normes nouvelles et révisées sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir

En mai 2011, un ensemble de cinq normes sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir a été publié; il s'agit notamment des normes IFRS 10, *États financiers consolidés*, IFRS 11, *Partenariats*, IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*, IAS 27 (modifiée en 2011) *États financiers individuels* et IAS 28 (modifiée en 2011), *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*. Pour la période considérée, la Société a adopté ces normes.

L'incidence de l'application de ces normes est présentée ci-dessous :

Incidence de l'application d'IFRS 10

IFRS 10 remplace les dispositions sur les états financiers consolidés d'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, et SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. IFRS 10 modifie la définition du contrôle de sorte qu'un investisseur contrôle une entité émettrice lorsqu'il est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci. Pour satisfaire à la définition de contrôle aux termes d'IFRS 10, les trois critères suivants doivent être satisfaits : a) l'investisseur détient le pouvoir sur l'entité émettrice, b) l'investisseur est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et c) l'investisseur a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité émettrice de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient. Auparavant, le contrôle était défini comme le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entité afin d'obtenir des avantages de ses activités. Des indications supplémentaires ont été incluses dans IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur contrôle une entité émettrice. En particulier, des indications détaillées ont été établies dans IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur qui détient moins de 50 % des actions avec droit de vote d'une entité émettrice contrôle celle-ci. Par exemple, pour évaluer si un investisseur ayant moins de la majorité des droits de vote dans une entité émettrice détient un bloc de droits de vote suffisamment dominant pour remplir le critère relatif au pouvoir, IFRS 10 exige que l'investisseur prenne en considération tous les faits et circonstances pertinents, tout particulièrement le nombre de droits de vote qu'il détient par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs de droits de vote et à leur dispersion.

L'application d'IFRS 10 n'a pas eu d'incidence sur la comptabilisation de la Société, car la direction a conclu que toutes les entités qui ont été consolidées satisfaisaient toujours aux critères relatifs à la nouvelle définition du contrôle et doivent être consolidées.

RAPPORT DE GESTION

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

Incidence de l'application d'IFRS 11

IFRS 11 remplace IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. IFRS 11 porte sur le classement d'un partenariat sur lequel deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. Conformément à IFRS 11, il n'existe que deux types de partenariats : les entreprises communes et les coentreprises. En vertu d'IFRS 11, le classement des partenariats est déterminé en fonction des droits et des obligations des parties aux partenariats selon la structure, la forme juridique des partenariats, les clauses contractuelles fixées par les parties aux partenariats et, lorsque cela est pertinent, d'autres faits et circonstances. Une entreprise commune est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coparticipants) ont des droits sur les actifs, et des obligations au titre des passifs, relatifs à celle-ci. Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coentrepreneurs) ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Auparavant, IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, regroupait trois types de partenariats : les entités contrôlées conjointement, les activités contrôlées conjointement et les actifs contrôlés conjointement. Le classement des partenariats conformément à IAS 31 était essentiellement déterminé selon la forme juridique de l'entreprise (p. ex., un partenariat qui était établi par le biais d'une entité distincte était comptabilisé comme une entité contrôlée conjointement).

La comptabilisation ultérieure des coentreprises et des entreprises communes est différente. Les participations dans des coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (la méthode de la consolidation proportionnelle n'est plus permise). Les participations dans des entreprises communes sont comptabilisées de sorte que chaque coparticipant comptabilise et évalue les actifs et les passifs (ainsi que les produits et les charges liées) selon sa participation dans l'entreprise conformément aux normes applicables.

Après avoir appliqué IFRS 11, la Société a examiné et évalué la forme juridique et les stipulations des accords contractuels relatifs aux participations de la Société dans des partenariats. L'application d'IFRS 11 a modifié le classement et la comptabilisation ultérieure des participations de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Parc éolien communautaire Viger-Denonville S.E.C. (« Viger-Denonville, S.E.C. »), qui étaient classés en tant qu'entités contrôlées conjointement conformément à la norme précédente et qui étaient comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle. En vertu d'IFRS 11, Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, S.E.C. sont comptabilisées à titre de coentreprises et les participations de la Société dans celles-ci doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Le changement relatif à la comptabilisation de la participation de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, S.E.C. a été appliqué conformément aux dispositions transitoires pertinentes. Au 1^{er} janvier 2012, la participation initiale aux fins de l'application de la méthode de la mise en équivalence correspondait au total des valeurs comptables des actifs et des passifs que la Société avait auparavant comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Un tel changement de la comptabilisation a eu une incidence sur les montants présentés dans les états financiers consolidés de la Société.

Incidence de l'application d'IFRS 12

IFRS 12 est une norme concernant les informations à fournir et elle s'applique aux entités qui ont des intérêts dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et(ou) des entités structurées non consolidées. L'application d'IFRS 12 a donné lieu à des présentations d'informations plus détaillées aux notes 7, 12 et 13 des états financiers consolidés résumés.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

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

RAPPORT DE GESTION

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

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les			
	31 mars 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2012	30 juin 2012
Production (MWh)	386 171	525 123	559 384	694 661
Produits opérationnels	35,7	47,1	47,1	54,3
BAIIA ajusté	25,4	34,2	36,6	44,6
Profit net latent (perte nette latente) sur instruments financiers dérivés	3,8	5,3	9,6	(27,1)
(Perte nette) Bénéfice net	(0,2)	(0,6)	(0,7)	11,9
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	2,8	1,8	(0,2)	(9,1)
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action - de base et dilué)	0,01	0,01	(0,01)	(0,12)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	2,0	1,1	1,1	1,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	13,6	13,6	13,5	11,8
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,145	0,145	0,145

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les			
	31 mars 2012	31 déc. 2011	30 sept. 2011	30 juin 2011
Production (MWh)	319 341	398,383	659,184	574,085
Produits opérationnels	28,1	32,6	49,9	42,0
BAIIA ajusté	18,3	21,4	39,6	32,9
Profit net latent (perte nette latente) sur instruments financiers dérivés	20,1	(19,0)	(38,1)	(10,2)
Bénéfice net (Perte nette)	7,8	(21,0)	(21,6)	(6,8)
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	8,9	(13,9)	(26,2)	(6,5)
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$ par action - de base et dilué)	0,10	(0,18)	(0,34)	(0,09)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	1,1	1,1	1,1	1,1
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	11,8	11,8	11,8	11,8
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 BAIIA 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.

RAPPORT DE GESTION

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

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 BAIIA ajusté ou les charges financières.

ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLOTÛRE

Le partenaire d'Innergex se voit attribuer 150 MW pour un projet éolien

Le 10 mai 2013, le partenaire d'Innergex, la Mi'gmawei Mawiomi, l'Assemblée des communautés Mi'gmaq du Québec, s'est vu attribuer 150 MW par le gouvernement du Québec pour son projet éolien en Gaspésie, dans le cadre d'un approvisionnement de 800 MW en énergie éolienne additionnelle. Celui-ci inclut également 450 MW par appels d'offres visant des projets initiés par des communautés ou des coopératives, en partenariat avec des promoteurs privés. Innergex a plusieurs projets éoliens au Québec qu'elle a l'intention de soumettre dans le cadre de ces appels d'offres. La Société attend de connaître les détails de l'annonce du gouvernement québécois pour procéder.

RAPPORT DE GESTION

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

RENSEIGNEMENTS POUR LES INVESTISSEURS

Inscription boursière

Les actions ordinaires d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.

Les Actions privilégiées de série A d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.PR.A.

Les Actions privilégiées de série C d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.PR.C.

Les débetures convertibles d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.DB.

Agences de notation

Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P et BB (élevé) par DBRS (non sollicité).

Les Actions privilégiées de série A d'Innergex énergie renouvelable inc. sont notées P-3 par S&P et Pfd-4 (élevé) par DBRS (non sollicité).

Les Actions privilégiées de série C d'Innergex énergie renouvelable inc. sont notées P-3 par S&P et Pfd-4 (élevé) par DBRS (non sollicité).

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Services aux investisseurs Computershare inc.

1500, rue Université, bureau 700, Montréal (Québec) H3A 3S8

Téléphone : 1 800 564-6253 ou 514 982-7555

Courriel : service@computershare.com

Régime de réinvestissement de dividendes

Innergex énergie renouvelable inc. a mis en place un régime de réinvestissement de dividendes (RRD) à l'intention de ses actionnaires ordinaires qui 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 RRD de la Société, veuillez visiter notre site Web au www.innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare Canada, l'agent responsable du régime.

Auditeur indépendant

Deloitte s.e.n.c.r.l.

Relations avec les investisseurs

Si vous avez des questions, veuillez consulter notre site Web à l'adresse www.innergex.com ou communiquer avec :

Jean Trudel, MBA

Chef de la direction des investissements et Vice-président principal - Communications

Marie-Josée Privyk, CFA, PAPPD

Directrice - Relations avec les investisseurs

The logo for Innergex, featuring the word "INNERGEX" in a bold, blue, sans-serif font. The letters are closely spaced and have a slight shadow effect.

Énergie renouvelable.
Développement durable.

Innergex énergie renouvelable Inc.

Siège social

1111, rue Saint-Charles Ouest

Tour Est, bureau 1255

Longueuil, Québec

J4K 5G4

Téléphone : 450 928-2550

Télécopieur : 450 928-2544

Courriel : info@innergex.com

www.innergex.com

Bureau de Vancouver

200-666 Burrard St., Park Place

Vancouver, Colombie-Britannique

V6C 2X8

Téléphone : 604 633-9990

Télécopieur : 604 633-9991

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

(non audité)

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

Pour les trimestres clos les	Notes	31 mars 2013	31 mars 2012 (note 2.2.1)
Produits			
Produits opérationnels		35 688	28 069
Charges			
Charges opérationnelles	4	6 458	5 664
Frais généraux et administratifs		3 002	3 033
Charges liées aux projets potentiels		825	1 083
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés		25 403	18 289
Charges financières	5	12 952	13 936
Autres produits, montant net	6	(2 373)	(599)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés		14 824	4 952
Amortissement des immobilisations corporelles		12 009	9 368
Amortissement des immobilisations incorporelles		5 452	5 189
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises	7	126	(702)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés		(3 838)	(20 099)
Bénéfice avant impôt sur le résultat		1 075	11 196
Charge d'impôt			
Exigible		804	472
Différé		449	2 919
		1 253	3 391
(Perte nette) bénéfice net		(178)	7 805
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux éléments suivants :			
Propriétaires de la société mère		2 797	8 923
Participations ne donnant pas le contrôle		(2 975)	(1 118)
		(178)	7 805
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	8	93 913	81 282
Bénéfice net de base, par action	8	0,01	0,10
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	8	94 027	81 433
Bénéfice net dilué, par action	8	0,01	0,10

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

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

Pour les trimestres clos les	31 mars 2013	31 mars 2012 (note 2.2.1)
(Perte nette) bénéfice net	(178)	7 805
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net :		
Profit (perte) de change à la conversion d'une filiale étrangère autonome	96	(71)
(Charge) économie d'impôt différé	(12)	9
(Perte) profit de change sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans une filiale étrangère autonome	(99)	72
Économie (charge) d'impôt différé	13	(9)
Total des ajustements (à la perte nette) au bénéfice net	(2)	1
Total du résultat global	(180)	7 806
Total du résultat global attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	2 795	8 924
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 975)	(1 118)
	(180)	7 806

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

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

	Notes	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012 (note 2.2.2)	Au 1 ^{er} janvier 2012 (note 2.2.3)
Actif				
Actifs courants				
Trésorerie et équivalents de trésorerie		25 234	49 496	34 863
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions		68 199	87 811	53 415
Débiteurs		44 879	50 062	36 558
Comptes de réserve		1 805	1 816	—
Actifs d'impôt exigible		443	443	1 664
Instruments financiers dérivés		1 652	1 693	1 791
Prêts consentis à des partenaires		23 444	23 444	—
Charges payées d'avance et autres		5 137	4 715	3 977
		170 793	219 480	132 268
Actifs non courants				
Comptes de réserve		44 598	45 800	41 239
Immobilisations corporelles	9	1 440 299	1 427 112	1 231 710
Immobilisations incorporelles		424 000	429 424	429 512
Frais de développement liés aux projets		104 770	103 529	97 241
Participations dans des coentreprises	7	18 809	18 935	14 499
Instruments financiers dérivés		6 326	6 698	8 248
Actifs d'impôt différé		5 238	5 846	24 485
Goodwill		8 269	8 269	8 269
Autres actifs non courants		31 338	31 347	17 998
		2 254 440	2 296 440	2 005 469

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

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

Notes	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012 (note 2.2.2)	Au 1 ^{er} janvier 2012 (note 2.2.3)
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires	15 672	14 643	12 848
Fournisseurs et autres créiteurs	33 118	41 253	26 559
Passifs d'impôt exigible	1 615	1 541	2 835
Instruments financiers dérivés	16 381	17 198	19 060
Tranche à court terme de la dette à long terme	63 013	63 926	18 982
Contreparties conditionnelles	—	—	983
	129 799	138 561	81 267
Retenues de garantie au titre de la construction			
	712	1 668	2 081
Instruments financiers dérivés			
	57 374	60 808	68 386
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme			
	2 539	12 899	41 267
Dette à long terme			
	1 161 063	1 166 782	1 006 646
Composante passif des débetures convertibles			
	79 698	79 655	79 490
Contreparties conditionnelles			
	2 832	2 775	2 904
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations			
	6 161	6 095	3 858
Passifs d'impôt différé			
	139 075	139 265	140 454
	1 579 253	1 608 508	1 426 353
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires			
	123 521	120 500	1
Actions privilégiées			
	131 069	131 069	82 589
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires			
	656 281	656 281	656 281
Paiement fondé sur des actions			
	1 597	1 511	1 361
Composante capitaux propres des débetures convertibles			
	1 340	1 340	1 340
Déficit			
	(343 496)	(330 621)	(277 083)
Cumul des autres éléments du résultat global			
	239	241	228
Capitaux propres attribuables aux propriétaires			
	570 551	580 321	464 717
Participations ne donnant pas le contrôle			
	104 636	107 611	114 399
Total des capitaux propres			
	675 187	687 932	579 116
	2 254 440	2 296 440	2 005 469

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport découlant 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 2013	93 660	120 500	131 069	656 281	1 511	1 340	(330 621)	241	580 321	107 611	687 932
Bénéfice net (perte nette)							2 797		2 797	(2 975)	(178)
Autres éléments du résultat global								(2)	(2)		(2)
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	2 797	(2)	2 795	(2 975)	(180)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	304	3 021							3 021		3 021
Paiement fondé sur des actions					86				86		86
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(13 625)		(13 625)		(13 625)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(2 047)		(2 047)		(2 047)
Solde au 31 mars 2013	93 964	123 521	131 069	656 281	1 597	1 340	(343 496)	239	570 551	104 636	675 187

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Compte de capital des actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport découlant 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
Bénéfice net (perte nette)							8 923		8 923	(1 118)	7 805
Autres éléments du résultat global								1	1		1
Total du résultat global	—	—	—	—	—	—	8 923	1	8 924	(1 118)	7 806
Paiement fondé sur des actions					112				112		112
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(11 786)		(11 786)		(11 786)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées							(1 063)		(1 063)		(1 063)
Solde au 31 mars 2012	81 282	1	82 589	656 281	1 473	1 340	(281 009)	229	460 904	113 281	574 185

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

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

Pour les trimestres clos les	Notes	31 mars 2013	31 mars 2012 (note 2.2.4)
Activités opérationnelles			
(Perte nette) bénéfice net		(178)	7 805
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		12 009	9 368
Amortissement des immobilisations incorporelles		5 452	5 189
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises		126	(702)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés		(3 838)	(20 099)
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	5	(2 124)	(225)
Amortissement des frais de financement	5	218	135
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débentures convertibles	5	417	409
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	5	66	109
Charge de désactualisation des contreparties conditionnelles	5	57	58
Paiement fondé sur des actions		86	112
Impôt différé		449	2 919
Incidence de la variation des taux de change		131	(90)
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	5	14 318	13 450
Intérêts versés		(14 577)	(13 663)
Distributions reçues des coentreprises		725	—
Profit sur les contreparties conditionnelles		—	(358)
Charge d'impôt exigible		804	472
Impôt sur le résultat payé, montant net		(250)	(1 257)
		13 891	3 632
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel	11	(1 717)	5 792
		12 174	9 424
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(10 560)	(11 786)
Dividendes versés sur les actions privilégiées		(1 063)	(1 063)
Augmentation de la dette à long terme		11 999	55 130
Remboursement au titre de la dette à long terme		(17 431)	(17 656)
Paiement des frais de financement différés		(42)	(264)
Paiement des frais d'émission sur les actions privilégiées		(351)	—
		(17 448)	24 361

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

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

Pour les trimestres clos les	Notes	31 mars 2013	31 mars 2012 (note 2.2.4)
Activités d'investissement			
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions		19 612	44 717
Fonds nets prélevés de la réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne		1 346	1 459
Fonds nets (investis dans) prélevés de la réserve pour travaux d'entretien majeurs		(119)	64
Ajouts aux immobilisations corporelles		(37 069)	(49 699)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(27)	(335)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(2 023)	(655)
Participations dans des coentreprises		(725)	(100)
Cession des (ajout aux) autres actifs non courants		9	(47)
		(18 996)	(4 596)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		8	(23)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(24 262)	29 166
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début		49 496	34 863
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin		25 234	64 029
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Trésorerie		12 584	51 335
Placements à court terme		12 650	12 694
		25 234	64 029

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 11.

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

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

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

Les présents états financiers consolidés résumés non audités ont été approuvés par le conseil d'administration le 14 mai 2013.

Les produits de la Société varient selon la saison et sont habituellement à leur niveau le plus bas au premier trimestre en raison des températures froides. Par conséquent, les résultats des périodes intermédiaires ne devraient pas être considérés comme représentatifs des résultats d'un exercice complet.

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Ces états financiers consolidés résumés ont été préparés au moyen des méthodes comptables conformes aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »). Les états financiers consolidés résumés sont conformes à IAS 34, *Information financière intermédiaire*. Les méthodes comptables ainsi que les méthodes d'application sont les mêmes que celles décrites dans le plus récent rapport annuel de la Société, sauf celles portant sur l'adoption des nouvelles normes IFRS. Toutefois, les présents états financiers consolidés résumés ne comprennent pas toutes les informations à fournir en vertu des IFRS et, par conséquent, ils devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés audités et aux notes annexes du dernier rapport annuel de la Société.

Les états financiers consolidés résumés ont été préparés selon la méthode du coût historique, sauf en ce qui concerne certains instruments financiers qui sont évalués à la juste valeur, tel qu'il est décrit dans les principales méthodes comptables présentées dans le dernier rapport annuel de la Société.

2. APPLICATION DES NOUVELLES IFRS ET DES IFRS RÉVISÉES

2.1 Nouvelles IFRS et IFRS révisées ayant une incidence sur la performance financière et/ou la situation financière de la période considérée et/ou d'une période précédente

Application de normes nouvelles et révisées sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir

En mai 2011, un ensemble de cinq normes sur la consolidation, les partenariats, les entreprises associées et les informations à fournir a été publié; il s'agit notamment des normes IFRS 10, *États financiers consolidés*, IFRS 11, *Partenariats*, IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*, IAS 27 (modifiée en 2011), *États financiers individuels* et IAS 28 (modifiée en 2011), *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*. Pour la période considérée, la Société a adopté ces normes.

L'incidence de l'application de ces normes est présentée ci-dessous :

Incidence de l'application d'IFRS 10

IFRS 10 remplace les dispositions sur les états financiers consolidés d'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, et SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. IFRS 10 modifie la définition du contrôle de sorte qu'un investisseur contrôle une entité émettrice lorsqu'il est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci. Pour satisfaire à la définition de contrôle aux termes d'IFRS 10, les trois critères suivants doivent être satisfaits : a) l'investisseur détient le pouvoir sur l'entité émettrice, b) l'investisseur est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité émettrice et c) l'investisseur a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité émettrice de manière à influer sur le montant des rendements qu'il obtient. Auparavant, le contrôle était défini comme le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entité afin d'obtenir des avantages de ses activités. Des indications supplémentaires ont été incluses dans IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur contrôle une entité émettrice. En particulier, des indications détaillées ont été établies dans

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

IFRS 10 pour expliquer à quel moment un investisseur qui détient moins de 50 % des actions avec droit de vote d'une entité émettrice contrôle celle-ci. Par exemple, pour évaluer si un investisseur ayant moins de la majorité des droits de vote dans une entité émettrice détient un bloc de droits de vote suffisamment dominant pour remplir le critère relatif au pouvoir, IFRS 10 exige que l'investisseur prenne en considération tous les faits et circonstances pertinents, tout particulièrement le nombre de droits de vote qu'il détient par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs de droits de vote et à leur dispersion.

L'application d'IFRS 10 n'a pas eu d'incidence sur la comptabilisation de la Société, car la direction a conclu que toutes les entités qui ont été consolidées satisfaisaient toujours aux critères relatifs à la nouvelle définition du contrôle et doivent être consolidées.

Incidence de l'application d'IFRS 11

IFRS 11 remplace IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. IFRS 11 porte sur le classement d'un partenariat sur lequel deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. Conformément à IFRS 11, il n'existe que deux types de partenariats : les entreprises communes et les coentreprises. En vertu d'IFRS 11, le classement des partenariats est déterminé en fonction des droits et des obligations des parties aux partenariats selon la structure, la forme juridique des partenariats, les clauses contractuelles fixées par les parties aux partenariats et, lorsque cela est pertinent, d'autres faits et circonstances. Une entreprise commune est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coparticipants) ont des droits sur les actifs, et des obligations au titre des passifs, relatifs à celle-ci. Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise (c.-à-d. les coentrepreneurs) ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Auparavant, IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, regroupait trois types de partenariats : les entités contrôlées conjointement, les activités contrôlées conjointement et les actifs contrôlés conjointement. Le classement des partenariats conformément à IAS 31 était essentiellement déterminé selon la forme juridique de l'entreprise (p. ex. un partenariat qui était établi par le biais d'une entité distincte était comptabilisé comme une entité contrôlée conjointement).

La comptabilisation ultérieure des coentreprises et des entreprises communes est différente. Les participations dans des coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (la méthode de la consolidation proportionnelle n'est plus permise). Les participations dans des entreprises communes sont comptabilisées de sorte que chaque coparticipant comptabilise et évalue les actifs et les passifs (ainsi que les produits et les charges liées) selon sa participation dans l'entreprise conformément aux normes applicables.

Après avoir appliqué IFRS 11, la Société a examiné et évalué la forme juridique et les stipulations des accords contractuels relatifs aux participations de la Société dans des partenariats. L'application d'IFRS 11 a modifié le classement et la comptabilisation ultérieure des participations de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C. (« Viger-Denonville, S.E.C. »), qui étaient classés en tant qu'entités contrôlées conjointement conformément à la norme précédente et qui étaient comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle. En vertu d'IFRS 11, Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, S.E.C. sont comptabilisées à titre de coentreprises et les participations de la Société dans celles-ci doivent être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Le changement relatif à la comptabilisation de la participation de la Société dans Umbata Falls, L.P. et Viger-Denonville, S.E.C. a été appliqué conformément aux dispositions transitoires pertinentes. Au 1^{er} janvier 2012, la participation initiale aux fins de l'application de la méthode de la mise en équivalence correspondait au total des valeurs comptables des actifs et des passifs que la Société avait auparavant comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Un tel changement de la comptabilisation a eu une incidence sur les montants présentés dans les états financiers consolidés de la Société (voir les tableaux à la note 2.2).

Incidence de l'application d'IFRS 12

IFRS 12 est une norme concernant les informations à fournir et elle s'applique aux entités qui ont des intérêts dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et/ou des entités structurées non consolidées. L'application d'IFRS 12 a donné lieu à des présentations d'informations plus détaillées aux notes 7, 12 et 13.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2 Informations supplémentaires selon les IFRS

2.2.1 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur le compte de résultat pour le trimestre clos le 31 mars 2012

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Produits			
Produits opérationnels	28 757	(688)	28 069
Charges			
Charges opérationnelles	5 724	(60)	5 664
Frais généraux et administratifs	3 067	(34)	3 033
Charges liées aux projets potentiels	1 083	—	1 083
Bénéfice avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur les instruments financiers dérivés	18 883	(594)	18 289
Charges financières	14 244	(308)	13 936
Autres produits, montant net	(601)	2	(599)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur les instruments financiers dérivés	5 240	(288)	4 952
Amortissement des immobilisations corporelles	9 693	(325)	9 368
Amortissement des immobilisations incorporelles	5 357	(168)	5 189
Quote-part du bénéfice des coentreprises	—	(702)	(702)
Profit net latent sur les instruments financiers dérivés	(21 006)	907	(20 099)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	11 196	—	11 196
Charge d'impôt :			
Exigible	472	—	472
Différé	2 919	—	2 919
	3 391	—	3 391
Bénéfice net	7 805	—	7 805
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux éléments suivants :			
Propriétaires de la société mère	8 923	—	8 923
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 118)	—	(1 118)
	7 805	—	7 805

L'application d'IFRS 11 n'a eu aucune incidence sur le résultat global.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2.2 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière au 31 décembre 2012

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	52 048	(2 552)	49 496
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	87 811	—	87 811
Débiteurs	50 786	(724)	50 062
Comptes de réserve	1 816	—	1 816
Actifs d'impôt exigible	443	—	443
Instruments financiers dérivés	2 116	(423)	1 693
Prêts consentis à des partenaires	23 444	—	23 444
Charges payées d'avance et autres	4 789	(74)	4 715
	<u>223 253</u>	<u>(3 773)</u>	<u>219 480</u>
Comptes de réserve	46 933	(1 133)	45 800
Immobilisations corporelles	1 453 944	(26 832)	1 427 112
Immobilisations incorporelles	440 498	(11 074)	429 424
Frais de développement liés aux projets	107 165	(3 636)	103 529
Participations dans des coentreprises	—	18 935	18 935
Instruments financiers dérivés	6 698	—	6 698
Actifs d'impôt différé	5 846	—	5 846
Goodwill	8 269	—	8 269
Autres actifs non courants	31 347	—	31 347
	<u>2 323 953</u>	<u>(27 513)</u>	<u>2 296 440</u>

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2.2 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière au 31 décembre 2012 (suite)

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires	14 643	—	14 643
Fournisseurs et autres créiteurs	41 337	(84)	41 253
Passifs d'impôt exigible	1 541	—	1 541
Instruments financiers dérivés	17 855	(657)	17 198
Tranche à court terme de la dette à long terme	64 452	(526)	63 926
	139 828	(1 267)	138 561
Retenues de garanties au titre de la construction	1 668	—	1 668
Instruments financiers dérivés	64 023	(3 215)	60 808
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	13 063	(164)	12 899
Dette à long terme	1 189 649	(22 867)	1 166 782
Composante passif des débetures convertibles	79 655	—	79 655
Contreparties conditionnelles	2 775	—	2 775
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	6 095	—	6 095
Passifs d'impôt différé	139 265	—	139 265
	1 636 021	(27 513)	1 608 508
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires	120 500	—	120 500
Actions privilégiées	131 069	—	131 069
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	656 281	—	656 281
Paiement fondé sur des actions	1 511	—	1 511
Composante capitaux propres des débetures convertibles	1 340	—	1 340
Déficit	(330 621)	—	(330 621)
Cumul des autres éléments du résultat global	241	—	241
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	580 321	—	580 321
Participations ne donnant pas le contrôle	107 611	—	107 611
Total des capitaux propres	687 932	—	687 932
	2 323 953	(27 513)	2 296 440

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2.3 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière au 1^{er} janvier 2012

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	35 279	(416)	34 863
Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions	53 415	—	53 415
Débiteurs	36 894	(336)	36 558
Actifs d'impôt exigible	1 664	—	1 664
Instruments financiers dérivés	1 791	—	1 791
Charges payées d'avance et autres	4 074	(97)	3 977
	133 117	(849)	132 268
Comptes de réserve	42 154	(915)	41 239
Immobilisations corporelles	1 259 834	(28 124)	1 231 710
Immobilisations incorporelles	441 262	(11 750)	429 512
Frais de développement liés aux projets	98 042	(801)	97 241
Participations dans des coentreprises	—	14 499	14 499
Instruments financiers dérivés	8 248	—	8 248
Actifs d'impôt différé	24 485	—	24 485
Goodwill	8 269	—	8 269
Autres actifs non courants	17 998	—	17 998
	2 033 409	(27 940)	2 005 469

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2.3 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur la situation financière au 1^{er} janvier 2012 (suite)

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Passif			
Passifs courants			
Dividendes à verser aux actionnaires	12 848	—	12 848
Fournisseurs et autres créiteurs	26 616	(57)	26 559
Passifs d'impôt exigible	2 835	—	2 835
Instruments financiers dérivés	20 287	(1 227)	19 060
Tranche à court terme de la dette à long terme	19 475	(493)	18 982
Contreparties conditionnelles	983	—	983
	83 044	(1 777)	81 267
Retenues de garantie au titre de la construction			
	2 081	—	2 081
Instruments financiers dérivés	71 158	(2 772)	68 386
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	41 267	—	41 267
Dette à long terme	1 030 037	(23 391)	1 006 646
Composante passif des débetures convertibles	79 490	—	79 490
Contreparties conditionnelles	2 904	—	2 904
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	3 858	—	3 858
Passifs d'impôt différé	140 454	—	140 454
	1 454 293	(27 940)	1 426 353
Capitaux propres			
Capital attribuable aux actions ordinaires	1	—	1
Actions privilégiées	82 589	—	82 589
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	656 281	—	656 281
Paiement fondé sur des actions	1 361	—	1 361
Composante capitaux propres des débetures convertibles	1 340	—	1 340
Déficit	(277 083)	—	(277 083)
Cumul des autres éléments du résultat global	228	—	228
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	464 717	—	464 717
Participations ne donnant pas le contrôle	114 399	—	114 399
Total des capitaux propres	579 116	—	579 116
	2 033 409	(27 940)	2 005 469

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2.2.4 Incidence de l'application d'IFRS 11 sur le tableau des flux de trésorerie pour le trimestre clos le 31 mars 2012

	Montants présentés antérieurement	Ajustements liés à IFRS 11	Montants retraités
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	9 610	(186)	9 424
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	24 241	120	24 361
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(4 586)	(10)	(4 596)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(23)	—	(23)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	29 242	(76)	29 166

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

3.1 Participations dans des coentreprises

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

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

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

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

La Société cesse d'utiliser la méthode de la mise en équivalence à compter de la date à laquelle sa participation cesse d'être une participation dans une coentreprise. Si la Société conserve une participation dans l'ancienne coentreprise et que cette participation conservée est un actif financier, la Société évalue la participation conservée à la juste valeur à cette date, et la juste valeur est considérée comme sa juste valeur lors de la comptabilisation initiale selon IAS 39. La différence entre la valeur comptable de la coentreprise à la date de cessation de l'application de la méthode de la mise en équivalence, et la juste valeur des intérêts conservés et tout produit lié à la sortie d'une partie de la participation dans la coentreprise est incluse dans la détermination du profit ou de la perte à la cession de la coentreprise. En outre, la Société comptabilise

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

tous les montants comptabilisés antérieurement dans les autres éléments du résultat global au titre de cette coentreprise de la même manière que si cette coentreprise avait directement sorti les actifs ou les passifs correspondants. Ainsi, dans le cas où un profit ou une perte comptabilisé antérieurement dans les autres éléments du résultat global par cette coentreprise serait reclassé en résultat net lors de la sortie des actifs ou des passifs correspondants, la Société reclasse le profit ou la perte par virement depuis les capitaux propres vers le résultat net (en tant qu'ajustement de reclassement) lorsqu'elle cesse d'appliquer la méthode de la mise en équivalence.

3.2 Participations dans des entreprises communes

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

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

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

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

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

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

4. CHARGES OPÉRATIONNELLES

Pour les trimestres clos les	31 mars 2013	31 mars 2012
Salaires	649	632
Assurances	488	397
Exploitation et entretien	3 068	2 775
Impôts fonciers et redevances	2 253	1 860
	6 458	5 664

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

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

5. CHARGES FINANCIÈRES

Pour les trimestres clos les	31 mars 2013	31 mars 2012
Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles	14 318	13 450
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	(2 124)	(225)
Amortissement des frais de financement	218	135
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	417	409
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	66	109
Charge de désactualisation des contreparties conditionnelles	57	58
	12 952	13 936

6. AUTRES (PRODUITS) CHARGES, MONTANT NET

Pour les trimestres clos les	31 mars 2013	31 mars 2012
Coûts de transaction	111	—
Perte (profit) de change réalisé(e)	66	(92)
Profit sur les contreparties conditionnelles	—	(358)
Autres produits, montant net	(550)	(149)
Règlement de réclamations reçues relativement à une acquisition	(2 000)	—
	(2 373)	(599)

7. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

7.1 Informations détaillées sur les coentreprises significatives

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

Nom de la coentreprise	Activité principale	Province de constitution et province où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 mars 2013	31 décembre 2012
Umbata Falls, L.P.	Exploiter une centrale hydroélectrique	Ontario	49 %	49 %
Viger-Denonville, S.E.C.	Développer, construire, posséder et exploiter un parc éolien	Québec	50 %	50 %

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

Le tableau suivant présente un sommaire de l'information financière relative aux coentreprises significatives de la Société. Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous représente des montants indiqués dans les états financiers de la coentreprise qui ont été préparés selon les IFRS.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Umbata Falls, L.P.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 051	1 254	73
Autres actifs courants	665	1 547	822
Actifs courants	1 716	2 801	895
Actifs non courants	78 723	79 679	83 244
Fournisseurs et autres créditeurs	56	155	66
Autres passifs courants	2 271	2 227	3 512
Passifs courants	2 327	2 382	3 578
Dettes à long terme	52 460	53 225	53 394

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

Pour les trimestres clos les	31 mars 2013	31 mars 2012
Produits	1 590	1 404
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	181	186
	1 409	1 218
Charges financières	611	630
Autres produits, montant net	(8)	(1)
Amortissements	1 006	1 006
Profit net latent sur instruments financiers dérivés	(460)	(1 850)
Bénéfice net et résultat global	260	1 433

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

	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Actif net de la coentreprise	25 652	26 873	27 167
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	49 %	49 %	49 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	12 569	13 167	13 311

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Viger-Denonville, S.E.C.

Sommaire des états de la situation financière

	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 264	3 875	762
Autres actifs courants	761	916	59
Actifs courants	5 025	4 791	821
Actifs non courants	8 125	7 274	1 603
Fournisseurs et autres créditeurs	12	17	48
Autres passifs courants	540	183	—
Passifs courants	552	200	48
Passifs non courants	118	328	—

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

Pour les trimestres clos les	31 mars 2013	31 mars 2012
Produits	—	—
Charges opérationnelles et frais généraux et administratifs	2	—
	(2)	—
Charges financières	—	—
Autres produits, montant net	—	—
Amortissements	—	—
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	504	—
Perte nette et résultat global	(506)	—

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

	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012	Au 1 ^{er} janvier 2012
Actif net de la coentreprise	12 480	11 537	2 376
Pourcentage des titres de participation de la Société dans la coentreprise	50 %	50 %	50 %
Valeur comptable de la participation de la Société dans la coentreprise	6 240	5 768	1 188

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

8. CALCUL DU BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

Le bénéfice net attribuable aux propriétaires de la Société est ajusté en fonction des dividendes sur les actions privilégiées de la façon suivante :

	31 mars 2013	31 mars 2012
Bénéfice net attribuable aux propriétaires de la société mère	2 797	8 923
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(2 047)	(1 063)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	750	7 860
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	93 913	81 282
Bénéfice net de base par action (en \$)	0,01	0,10
<hr/>		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	93 913	81 282
Incidence des éléments dilutifs sur les actions ordinaires (en milliers) a)	114	151
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué (en milliers)	94 027	81 433
Bénéfice net dilué par action (en \$)	0,01	0,10

- a) Au cours de la période, 1 263 000 des 2 736 684 options sur actions (1 034 000 des 2 677 444 options sur actions au 31 mars 2012) et 7 558 684 actions qui peuvent être émises à la conversion de débetures convertibles (même nombre qu'au 31 mars 2012) 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.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Installation solaire	Installations en construction	Autres équipements	Total
Coût							
Au 1 ^{er} janvier 2013	2 105	920 369	370 819	124 133	140 901	6 126	1 564 453
Ajouts	18	66	242		24 711	106	25 143
Cessions						(47)	(47)
Écarts de change, montant net	2	112				2	116
Au 31 mars 2013	2 125	920 547	371 061	124 133	165 612	6 187	1 589 665
Cumul de l'amortissement							
Au 1 ^{er} janvier 2013	—	(83 609)	(47 255)	(3 965)	—	(2 512)	(137 341)
Amortissement		(5 779)	(4 396)	(1 487)		(347)	(12 009)
Cessions						18	18
Écarts de change, montant net		(32)				(2)	(34)
Au 31 mars 2013	—	(89 420)	(51 651)	(5 452)	—	(2 843)	(149 366)
Valeur nette au 31 mars 2013	2 125	831 127	319 410	118 681	165 612	3 344	1 440 299

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 capitalisés de 14 415 \$ au 31 mars 2013 (11 440 \$ au 31 décembre 2012), engagés avant l'utilisation de l'actif.

Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont capitalisés intégralement à l'immobilisation corporelle concernée. Les frais de financement liés à un financement de la Société sont capitalisés 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 837 \$ (472 \$ au 31 décembre 2012).

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

10. DIVIDENDES

Le tableau suivant présente les dividendes versés par la Société au cours de la période :

Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes par action privilégiée de série A (\$)	Dividendes versés par action privilégiée de série C (\$)¹
31/12/2012	15/01/2013	0,1450	0,3125	—
28/03/2013	15/04/2013	0,1450	0,3125	0,4923
		0,2900	0,6250	0,4923

1. Ce versement de dividendes initial a été plus élevé afin de tenir compte des dividendes accumulés depuis la date de clôture du placement d'actions privilégiées de série C, soit le 11 décembre 2012. Le montant des dividendes normalement versé chaque trimestre est de 0,359375 \$.

11. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

a) Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement opérationnel

Pour le trimestre terminé le	31 mars 2013	31 mars 2012
Débiteurs	5 186	(4 995)
Charges payées d'avance et autres	(421)	(329)
Fournisseurs et autres créditeurs	(6 482)	11 116
	(1 717)	5 792

b) Renseignements supplémentaires

	31 mars 2013	31 mars 2012
Intérêts versés (y compris les intérêts capitalisés de 2 757\$ (1 270 \$ en 2012))	17 334	14 933
<i>Transactions hors trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Immobilisations corporelles impayées	(10 845)	(14 707)
Frais de développement impayés	(782)	70
Immobilisations incorporelles impayées	(27)	—
Frais d'émission des actions privilégiées impayés	(351)	—
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	(3 021)	—

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

12. FILIALES

12.1 Informations générales sur les filiales

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

Nom des filiales	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012
Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	50,01 %	50,01 %
Creek Power Inc. et ses six filiales	Développer, construire, posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	66,67 %	66,67 %
Kwoiek Creek Resources L.P. ¹	Développer, construire, posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,00 %	50,00 %
Ashlu Creek Investments, L.P.	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	100,00 %	100,00 %
Innergex S.E.C.	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Québec	100,00 %	100,00 %
Innergex GM, S.E.C.	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100,00 %	100,00 %
Stardale Solar L.P.	Posséder et exploiter une installation solaire	Ontario	100,00 %	100,00 %

1. Le pourcentage des titres de 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 %.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

La Société détient des filiales dont les principales activités se résument comme suit :

Activité principale	Établissement principal	Nombre de filiales	
		Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012
Posséder ou exploiter des centrales hydroélectriques	Québec	5	5
	Ontario	4	4
	Colombie-Britannique	19	19
	États-Unis	1	1
		29	29
Posséder ou exploiter des parcs éoliens	Québec	10	10
Posséder ou exploiter une installation solaire	Ontario	2	2
Concevoir ou construire des installations hydroélectriques	Colombie-Britannique	14	12
Gestion et autres	Québec	8	6
	Ontario	3	2
	Colombie-Britannique	8	8
	États-Unis	2	2
	Nouvelle-Écosse	2	2
		23	20
		78	73

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

12.2 Informations détaillées sur les filiales qui ne sont pas entièrement détenues et qui détiennent des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales de la Société qui ne sont pas entièrement détenues :

Nom des filiales	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par les détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		Profit (perte) attribué(e) aux participations ne donnant pas le contrôle		Cumul des participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	
		31 mars 2013	31 décembre 2012	31 mars 2013	31 mars 2012	31 mars 2013	31 décembre 2012
Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales	Colombie-Britannique	49,99 %	49,99 %	(2 679)	(3 109)	112 174	114 853
Creek Power Inc. et ses six filiales	Colombie-Britannique	33,33 %	33,33 %	(284)	304	(288)	(4)
Kwoiek Creek Resources, L.P. ¹	Colombie-Britannique	50,00 %	50,00 %	(2)	1 687	(7 130)	(7 128)
Autres	Divers	Divers	Divers	(10)	—	(120)	(110)

1. Le pourcentage des titres de 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 %.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Un sommaire de l'information financière à l'égard de chaque filiale de la Société détenant des participations importantes ne donnant pas le contrôle est présenté ci-dessous. Le sommaire de l'information financière ci-dessous présente les montants avant les ajustements de consolidation.

Harrison Hydro L.P. et ses huit filiales

	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	38 358	45 634
Actifs non courants	699 371	703 734
Passifs courants	13 745	16 588
Passifs non courants	456 069	459 221
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	155 741	158 706
Participations ne donnant pas le contrôle	112 174	114 853
<hr/>		
Pour les trimestres clos les	31 mars 2013	31 mars 2012
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	4 854	5 161
Charges	(10 498)	(11 729)
Perte nette et résultat global	(5 644)	(6 568)
<hr/>		
Perte nette et résultat global attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(2 965)	(3 457)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 679)	(3 109)
	(5 644)	(6 566)
<hr/>		
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	(5 888)	(2 610)
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités de financement	(1 371)	(1 298)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	482	43 908
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(6 777)	40 000

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Creek Power Inc. et ses six filiales

	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	852	1 358
Actifs non courants	40 761	40 010
Passifs courants	9 876	8 987
Passifs non courants	22 822	23 327
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	9 203	9 058
Déficit lié aux participations ne donnant pas le contrôle	(288)	(4)
<hr/>		
Pour les trimestres clos les	31 mars 2013	31 mars 2012
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	10	8
Charges	(840)	(292)
Perte nette et résultat global	(830)	(284)
<hr/>		
(Perte nette) bénéfice net et résultat global attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(546)	(588)
Participations ne donnant pas le contrôle	(284)	304
	(830)	(284)
<hr/>		
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	(277)	(375)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	628	233
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(593)	(163)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(242)	(305)

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Kwoiek Creek Resources L.P.

	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012
Sommaire des états de la situation financière		
Actifs courants	64 645	88 502
Actifs non courants	138 081	113 796
Passifs courants	14 971	17 529
Passifs non courants	191 373	188 384
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	3 512	3 513
Déficit lié aux participations ne donnant pas le contrôle	(7 130)	(7 128)
<hr/>		
Pour les trimestre clos les	31 mars 2013	31 mars 2012
Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global		
Produits	—	—
(Charges) autres revenus	(3)	3 379
(Perte nette) bénéfice net et résultat global	(3)	3 379
<hr/>		
(Perte nette) bénéfice net et résultat global attribuable aux éléments suivants :		
Propriétaires de la société mère	(1)	1 692
Participations ne donnant pas le contrôle	(2)	1 687
	(3)	3 379
<hr/>		
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie		
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités opérationnelles	(4 611)	(1 332)
Entrées nettes de trésorerie provenant des activités de financement	2 989	16 540
Sorties nettes de trésorerie provenant des activités d'investissement	(3 766)	(15 235)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(5 388)	(27)

12.3 Soutien financier à une entité structurée

En se fondant sur les accords contractuels conclus entre la Société et l'autre partenaire, la Société arrive à la conclusion qu'elle contrôle Kwoiek Creek Resources L.P.

La Société sera responsable du financement d'environ 20 % des coûts en capital et prêtera ce montant à Kwoiek Creek Resources L.P. ou investira dans des parts privilégiées de cette entité.

La participation de Kwoiek Creek Resources Inc., l'autre partenaire, peut atteindre un montant maximal de 3 200 \$ sous forme de dette subordonnée ou de parts privilégiées.

La Société a investi un montant total de 46 254 \$ dans Kwoiek Creek Resources L.P. sous forme de dette subordonnée et de parts privilégiées. Cet investissement fournira à la Société des bénéfices sous forme d'intérêts et de distributions privilégiées.

Les intérêts ou les distributions sur le total de la dette subordonnée et des actions privilégiées seront par la suite payables annuellement sous réserve de la disponibilité de produits bruts. Les intérêts ou les distributions sur les parts privilégiées doivent être payés avant de procéder à toute distribution sur les parts ordinaires.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

13. ENTREPRISES COMMUNES

Nom des entités	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 mars 2013	31 décembre 2012
Innergex AAV, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex BDS, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex CAR, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex GM, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Innergex MS, S.E.C. ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	100 %	100 %
Autres	Exploiter des parcs éoliens	Québec	38 % à 50 %	38 % à 50 %

1. Chaque société en commandite détient une participation de 38 % dans les actifs, les passifs, les produits et les charges ainsi que 50 % des droits de vote des entreprises communes.

14. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société possède 21 centrales hydroélectriques, cinq parcs éoliens et un parc solaire au Canada, ainsi qu'une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, les produits opérationnels générés par la centrale hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 243 \$ (426 \$ en 2012), soit un apport de 1 % aux produits opérationnels consolidés de la Société (2 % en 2012).

Secteurs opérationnels

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

Par l'intermédiaire des secteurs de la production hydroélectrique, de la production éolienne et de la production solaire, la Société vend l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et son 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 centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des parcs solaires jusqu'au stade de la mise en service.

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

Les activités des secteurs opérationnels de la Société sont 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

(non audité)

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013

Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	16 575	16 200	2 913	—	35 688
Charges :					
Charges opérationnelles	4 077	2 070	311	—	6 458
Frais généraux et administratifs	1 848	595	118	441	3 002
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	825	825
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	10 650	13 535	2 484	(1 266)	25 403
Charges financières					12 952
Autres produits, montant net					(2 373)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part de la perte des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					14 824
Amortissement des immobilisations corporelles					12 009
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 452
Quote-part de la perte des coentreprises					126
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(3 838)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					1 075
Au 31 mars 2013					
Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 262 154	423 766	137 759	430 761	2 254 440
Total du passif	797 805	378 154	143 166	260 128	1 579 253
Ajouts d'immobilisations corporelles	84	242	—	24 817	25 143

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012

Secteurs opérationnels	Production hydroélectrique	Production éolienne	Production solaire	Aménagement des emplacements	Total
Produits opérationnels	16 035	12 034	—	—	28 069
Charges :					
Charges opérationnelles	3 725	1 939	—	—	5 664
Frais généraux et administratifs	1 350	796	—	887	3 033
Charges liées aux projets potentiels	—	—	—	1 083	1 083
Bénéfice (perte) avant charges financières, impôt sur le résultat, amortissements, autres produits, montant net, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés	10 960	9 299	—	(1 970)	18 289
Charges financières					13 936
Autres produits, montant net					(599)
Bénéfice avant impôt sur le résultat, amortissements, quote-part du bénéfice des coentreprises et profit net latent sur instruments financiers dérivés					4 952
Amortissement des immobilisations corporelles					9 368
Amortissement des immobilisations incorporelles					5 189
Quote-part du bénéfice des coentreprises					(702)
Profit net latent sur instruments financiers dérivés					(20 099)
Bénéfice avant impôt sur le résultat					11 196

Au 31 décembre 2012

Goodwill	8 269	—	—	—	8 269
Total de l'actif	1 281 758	423 634	139 222	451 826	2 296 440
Total du passif	809 611	383 435	144 555	270 907	1 608 508
Ajouts d'immobilisations corporelles	612	3 682	153	169 449	173 896

15. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

a) Dividendes déclarés par le conseil d'administration

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividendes par action ordinaire (\$)	Dividendes par action privilégiée de série A (\$)	Dividendes par action privilégiée de série C (\$)
14/05/2013	28/06/2013	15/07/2013	0,1450	0,3125	0,359375

b) Le partenaire d'Innergex se voit attribuer 150 MW pour un projet éolien

Le 10 mai 2013, le partenaire d'Innergex, la Mi'gmawei Mawiomi, l'Assemblée des communautés Mi'gmaq du Québec, s'est vu attribuer 150 MW par le gouvernement du Québec pour son projet éolien en Gaspésie, dans le cadre d'un approvisionnement de 800 MW en énergie éolienne additionnelle. Celui-ci inclut également 450 MW par appels d'offres visant des projets initiés par des communautés ou des coopératives, en partenariat avec des promoteurs privés. Innergex a plusieurs projets éoliens au Québec qu'elle a l'intention de soumettre dans le cadre de ces appels d'offres. La Société attend de connaître les détails de l'annonce du gouvernement québécois pour procéder.