

2010

Rapport du troisième trimestre



États financiers consolidés

pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

États consolidés des résultats	Période	Période	Période	Période
	de trois mois terminée le 30 sept. 2010	de trois mois terminée le 30 sept. 2009	de neuf mois terminée le 30 sept. 2010	de neuf mois terminée le 30 sept. 2009
	\$	\$	\$	\$
Produits				
Exploitation	24 716	14 982	63 091	45 442
Charges				
Frais d'exploitation	3 299	2 178	8 451	6 182
Rémunération à base d'actions	126	-	203	-
Frais généraux et administratifs	1 097	884	4 006	2 695
	4 522	3 062	12 660	8 877
Bénéfice d'exploitation	20 194	11 920	50 431	36 565
Charges liées aux projets potentiels	440	-	1 202	-
Bénéfice avant intérêt, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	19 754	11 920	49 229	36 565
Intérêts sur la dette à long terme et les débitures convertibles	6 373	3 318	16 256	9 965
Gain réalisé sur instruments financiers dérivés	-	-	(555)	-
Gain de change réalisé	(49)	(105)	(26)	(160)
Autres produits nets	(11)	(35)	(10)	(101)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	13 441	8 742	33 564	26 861
Amortissement	8 555	5 330	22 621	15 998
Perte nette (gain net) non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés	20 098	793	36 240	(10 978)
Charge liée à l'entente de royalties encourue lors de l'entente d'échange d'actions (Note 3)	-	-	983	-
Gain de change non réalisé	(8)	(162)	(6)	(298)
(Perte) bénéfice avant impôts	(15 204)	2 781	(26 274)	22 139
(Recouvrement) provision d'impôts (Économie) exigibles	(264)	329	(1 286)	565
Futurs	(4 036)	(382)	(7 061)	2 368
	(4 300)	(53)	(8 347)	2 933
(Perte nette) bénéfice net	(10 904)	2 834	(17 927)	19 206
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)	59 533	42 930	54 181	42 930
(Perte nette) bénéfice net de base, par action (Note 12)	(0,19)	0,07	(0,33)	0,45
(Perte nette) bénéfice net dilué(e), par action	(0,19)	0,07	(0,33)	0,45

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés non vérifiés.

États financiers consolidés

pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

États consolidés du résultat étendu	Période	Période	Période	Période
	de trois mois terminée le 30 sept. 2010	de trois mois terminée le 30 sept. 2009	de neuf mois terminée le 30 sept. 2010	de neuf mois terminée le 30 sept. 2009
	\$	\$	\$	\$
(Perte nette) bénéfice net	(10 904)	2 834	(17 927)	19 206
Autres éléments du résultat étendu				
Perte de change non réalisée à la conversion d'une filiale étrangère autonome	(150)	(324)	(90)	(469)
Gain de change non réalisé sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans une filiale étrangère autonome	165	303	101	442
	15	(21)	11	(27)
Résultat étendu	(10 889)	2 813	(17 916)	19 179

États financiers consolidés

pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010
(non vérifié)

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

Bilans consolidés	30 septembre 2010	31 décembre 2009
	\$	\$
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37 711	9 352
Débiteurs	13 804	6 164
Tranche à court terme des comptes de réserve	494	477
Tranche à court terme des impôts futurs	2 217	213
Tranche à court terme des instruments financiers dérivés	1 458	1 369
Charges payées d'avance et autres	5 221	1 938
	60 905	19 513
Comptes de réserve	20 966	14 913
Immobilisations corporelles	608 908	334 199
Actifs incorporels	179 305	119 426
Frais de développement liés aux projets	15 738	-
Instruments financiers dérivés	8 926	8 779
Impôts futurs	10 539	2 372
Écart d'acquisition	8 269	8 269
Autres actifs à long terme	159	670
	913 715	508 141
Passif		
Passif à court terme		
Dividendes/distributions à verser aux actionnaires/porteurs de parts	8 632	2 451
Créditeurs et charges à payer	19 893	9 574
Tranche à court terme des impôts futurs	289	-
Tranche à court terme des instruments financiers dérivés	8 873	5 422
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 4)	9 163	2 758
	46 850	20 205
Instruments financiers dérivés	36 916	4 795
Dette à long terme (note 4)	335 087	221 803
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 559	977
Impôts futurs	70 908	70 883
Débitures convertibles (note 5)	79 296	-
	570 616	318 663
Capitaux propres	343 099	189 478
	913 715	508 141

Engagements (note 9)

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés non vérifiés.

États financiers consolidés

pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

États consolidés de la variation des capitaux propres	Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010		Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009	
	Actions/parts (en milliers)	\$	Parts (en milliers)	\$
Compte de capital des porteurs de parts au début	29 404	309 681	29 404	309 681
Réduction du compte de capital des porteurs de parts détenu par la Société et non converti en actions	(4 724)	(49 756)	-	-
Ajustement au nombre de parts pour refléter le ratio de conversion de 1,46	11 353	-	13 526	-
Réduction du capital comptabilisée à l'acquisition de la Société	-	(7 409)	-	-
Compte de capital des actionnaires ordinaires découlant des actions de la Société déjà émises avant la conversion	23 500	167 129	-	-
Compte de capital des actionnaires ordinaires découlant de la charge liée à l'entente de royalties encourue lors de l'entente d'échange d'actions	-	983	-	-
Réduction du capital sur les actions ordinaires	-	(420 627)	-	-
Compte de capital des porteurs de parts à la fin	-	-	42 930	309 681
Compte de capital des actionnaires ordinaires à la fin	59 533	1	-	-
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires		420 627		-
Actions privilégiées série A au début	-	-	-	-
Émises durant la période (Note 6)	3 400	82 740	-	-
Actions privilégiées série A à la fin	3 400	82 740	-	-
Juste valeur de la rémunération à base d'actions comptabilisée à l'acquisition de la Société		497		-
Rémunération à base d'actions au cours de la période		203		-
Rémunération à base d'actions à la fin		700		-
Composante capitaux propres des débentures convertibles comptabilisée à l'acquisition de la Société (notes 3 et 5)		1 841		-
Déficit au début		(120 274)		(117 113)
(Perte nette) bénéfice net		(17 927)		19 206
Dividendes/distributions déclaré(es) aux actionnaires/porteurs de parts		(24 691)		(22 053)
Déficit à la fin		(162 892)		(119 960)
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début		71		98
Autres éléments du résultat étendu		11		(27)
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin		82		71
Total du déficit et du cumul des autres éléments du résultat étendu		(162 810)		(119 889)
Capitaux propres à la fin		343 099		189 792

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 3.

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés non vérifiés.

États financiers consolidés

pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

États consolidés des flux de trésorerie	Période	Période	Période	Période
	de trois mois terminée le 30 sept. 2010	de trois mois terminée le 30 sept. 2009	de neuf mois terminée le 30 sept. 2010	de neuf mois terminée le 30 sept. 2009
	\$	\$	\$	\$
Activités d'exploitation				
(Perte nette) bénéfice net	(10 904)	2 834	(17 927)	19 206
Éléments sans effet sur la trésorerie:				
Amortissement des immobilisations corporelles	5 147	2 885	13 197	8 660
Amortissement des actifs incorporels	3 408	2 444	9 424	7 338
Amortissement des frais de financement	81	-	713	-
Charge de désactualisation au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	30	19	80	56
Rémunération à base d'actions	126	-	203	-
Perte nette (gain net) non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés	20 098	793	36 240	(10 978)
Impôts futurs	(4 036)	(382)	(7 061)	2 368
Gain de change non réalisé	(8)	(162)	(6)	(298)
Charge liée à l'entente de royalties encourue lors de l'entente d'échange d'actions (note 3)	-	-	983	-
Autres	89	-	52	-
Incidence de la variation des taux de change	(82)	(256)	(53)	(330)
	13 949	8 175	35 845	26 022
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation (note 7)	1 462	2 123	(23 350)	3 955
	15 411	10 298	12 495	29 977
Activités de financement				
Dividendes versés aux actionnaires ordinaires	(8 822)	-	(8 822)	-
Distributions versées aux anciens porteurs de parts	-	(7 352)	(9 688)	(22 051)
Augmentation de la dette à long terme	26 100	-	116 820	-
Remboursement de l'emprunt bancaire	-	-	(12 900)	-
Remboursement de la dette à long terme	(81 679)	(647)	(202 917)	(1 906)
Émission d'actions privilégiées série A (Note 6)	85 000	-	85 000	-
Coût d'émission des actions privilégiées série A	(2 662)	-	(2 662)	-
Frais de financement reportés	(35)	-	(1 749)	-
	17 902	(7 999)	(36 918)	(23 957)

États financiers consolidés

pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010
(non vérifié)

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

États consolidés des flux de trésorerie (suite)	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2010	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2009	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2010	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2009
	\$	\$	\$	\$
Activités d'investissement				
Ajouts aux immobilisations corporelles	(18 108)	(101)	(19 923)	(1 804)
Ajouts aux actifs incorporels	(199)	-	(267)	-
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(950)	-	(7 407)	-
Ajouts aux autres actifs à long terme	(18)	-	(96)	-
Acquisition d'entreprise	-	636	-	636
Prêt à court terme à un partenaire	(1 000)	-	(1 000)	-
Trésorerie nette acquise dans le cadre de l'acquisition d'entreprise (note 3)	(1 673)	-	83 131	-
Produits découlant de la disposition d'immobilisations corporelles	298	-	298	-
Fonds nets prélevés de la réserve pour nivellement	365	445	570	266
Fonds nets investis dans la réserve hydrologique/éolienne	(562)	-	(2 336)	-
Fonds nets investis dans les comptes de réserve pour réparations majeures	(146)	(245)	(142)	(735)
	(21 993)	735	52 828	(1 637)
Écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(21)	48	(46)	50
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	11 299	3 082	28 359	4 433
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	26 412	9 988	9 352	8 637
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	37 711	13 070	37 711	13 070
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants:</i>				
Encaisse	13 783	4 806	13 783	4 806
Placements à court terme	23 928	8 264	23 928	8 264
	37 711	13 070	37 711	13 070

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 7.

Les notes complémentaires font partie intégrante de ces états financiers consolidés non vérifiés.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

1. 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 indépendant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités principalement dans les secteurs de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne.

En vertu de l'entente d'échange d'actions décrite à la note 3, la Société a acquis la totalité des parts émises et en circulation d'Innergex Énergie, fonds de revenu (le « Fonds ») au moyen de l'émission de 36 032 606 actions ordinaires de la Société. Le Fonds était une fiducie à capital variable sans personnalité morale créée le 25 octobre 2002 en vertu des lois de la province de Québec. Le Fonds, qui a commencé ses activités le 4 juillet 2003, a été constitué pour indirectement acquérir et détenir des participations dans des installations de production d'énergie renouvelable. Du point de vue juridique, la Société est devenue la société mère du Fonds. Cependant, par suite de l'opération, les anciens porteurs de parts du Fonds ont conservé le contrôle de l'entité issue du regroupement et le Fonds est considéré comme l'acquéreur à des fins comptables. Ce type d'échange est appelé « prise de contrôle inversée ». Dans une situation de prise de contrôle inversée, la société mère sur le plan juridique est considérée comme la continuation de la société acheteuse, c'est-à-dire la filiale sur le plan juridique. Ainsi, les états financiers consolidés constituent la continuité de ceux du Fonds. Le capital-actions constitue le capital autorisé et émis de la société mère sur le plan juridique et le montant en dollars des capitaux propres correspond à celui du Fonds.

Les produits pour la période de neuf mois de 2010 comprennent les produits du Fonds pour la période complète de neuf mois ainsi que, depuis le 30 mars 2010, les produits que la Société a tirés des actifs acquis à cette date.

2. Principales conventions comptables

Ces états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés (les « états financiers ») ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR »). Les états financiers comprennent les comptes de la Société et de ses filiales ainsi que ceux de l'entité à détenteurs de droits variables de laquelle la Société est le principal bénéficiaire et les comptes de coentreprises jusqu'à concurrence de la quote-part de leurs actifs, passifs, produits et charges respectifs revenant à la Société. Tous les soldes et toutes les opérations intersociétés importants ont été éliminés. Les présents états financiers ne présentent pas toutes les informations requises selon les PCGR pour les états financiers annuels et, par conséquent, ils devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés vérifiés et aux notes complémentaires du dernier rapport annuel du Fonds.

Les produits de la Société varient selon la saison, et par conséquent, les résultats intermédiaires ne devraient pas être considérés comme représentatifs des résultats d'un exercice complet. Les présents états financiers n'ont été ni vérifiés, ni révisés par les vérificateurs externes de la Société.

Les présents états financiers ont été préparés selon les conventions comptables et méthodes d'application décrits dans le dernier rapport annuel du Fonds, à l'exception des conventions et méthodes ci-dessous dans le cas des activités de la Société acquises par le Fonds :

Consolidation des entités à détenteurs de droits variables

La note d'orientation concernant la comptabilité 15, intitulée « Consolidation des entités à détenteurs de droits variables » (les « EDDV ») (la « NOC-15 »), énonce les principes de consolidation des EDDV. Les EDDV sont des entités dans lesquelles les investisseurs en instruments de capitaux propres ne détiennent pas une participation financière conférant le contrôle ou des entités pour lesquelles le montant total des investissements en instruments de capitaux propres à risque n'est pas suffisant pour leur permettre de financer leurs activités sans un soutien financier subordonné additionnel fourni par quelque partie que ce soit, y compris les détenteurs d'instruments de capitaux propres. La NOC-15 exige la consolidation d'une EDDV par son principal bénéficiaire (c.-à-d., la partie qui reçoit la majorité des rendements résiduels prévus de l'entité ou qui assume la majorité des pertes prévues de cette entité). Conformément à la NOC-15, la Société est considérée comme le principal bénéficiaire à l'égard de l'un de ses investissements à 50 % dans une coentreprise et, par conséquent, cette entité a été consolidée.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

Aide gouvernementale

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

La Société a droit à des subventions dans le cadre de l'initiative écoÉnergie. Les subventions sont de l'ordre de 1 ¢ par kilowattheure produit aux installations Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek et Umbata Falls et aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau au cours des dix premières années suivant leur mise en service commercial. En vertu des contrats d'achat d'électricité, la Société doit transférer à Hydro-Québec 75 % de la subvention relative aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau. Le montant net des subventions obtenues dans le cadre de l'initiative écoÉnergie est compris dans les produits d'exploitation des installations.

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

Comptes de réserve

La Société dispose de trois types de compte de réserve destinés à assurer sa stabilité. Le premier est le compte de réserve hydrologique/éolienne, qui est établi 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 des vents, 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. Le deuxième est le compte de réserve pour réparations majeures qui a pour objectif de permettre le financement préalable des travaux de réparations majeures nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société. Enfin, le troisième correspond au compte de réserve pour nivellement qui a été établie afin de niveler la contribution monétaire provenant des centrales pour effectuer les distributions.

Les comptes de réserve sont actuellement investis dans des placements à court terme assortis d'échéances d'au plus trois mois et dans des titres garantis par le gouvernement assortis d'échéances jusqu'en 2011.

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

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, qui comprennent principalement les installations hydroélectriques et les parcs éoliens, sont comptabilisées au coût. Les coûts de financement rattachés à la construction d'immobilisations corporelles et les produits générés avant la mise en exploitation commerciale sont capitalisés. L'amortissement des centrales hydroélectriques est fondé sur la durée de vie utile estimative des actifs selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 50 ans ou sur la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux. L'amortissement des parcs éoliens est calculé sur la durée de vie utile estimative des actifs selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 25 ans ou sur la période au cours de laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux. Les dépenses liées aux améliorations qui ont pour effet d'accroître ou de prolonger la durée de vie utile ou la capacité d'un actif sont capitalisées. Les autres équipements sont amortis au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire sur une période allant de trois à cinq ans. Les coûts rattachés à la maintenance et aux réparations sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les immobilisations corporelles ne sont amorties qu'à partir de leur date de mise en service.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

Type d'immobilisations	Années de fin de la période d'amortissement	Durée de vie utile pour la période d'amortissement
Installations hydroélectriques	De 2033 à 2054	De 25 à 49 ans
Parcs éoliens	De 2031 à 2033	De 24 à 25 ans

Actifs incorporels

Les actifs incorporels comprennent divers permis, licences et accords. Ils sont comptabilisés au coût. Les coûts de financement liés à la période de construction sont capitalisés. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période allant de 11 à 40 ans et se terminant à la date d'échéance des permis, licences ou accord relatifs à chaque installation. Les actifs incorporels font partie de quatre catégories, soit les installations hydroélectriques, les installations hydroélectriques en construction, les parcs éoliens et les parcs éoliens en construction. Les actifs incorporels relatifs aux installations en construction ne sont amortis qu'à partir de la date de mise en service de l'installation connexe. Les actifs incorporels comprennent également des frais de garantie prolongée d'équipements éoliens; ces frais sont amortis au cours des trois années sous garantie.

Actifs incorporels liés aux éléments suivants :	Années de fin de la période d'amortissement	Durée de vie utile pour la période d'amortissement
Installations hydroélectriques	De 2014 à 2039	De 11 à 40 ans
Parcs éoliens	De 2026 à 2028	De 19 à 20 ans
Garantie prolongée	De 2011 à 2013	3 ans

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés pour l'acquisition de projets potentiels et pour l'aménagement des emplacements pour des installations hydroélectriques et des parcs éoliens. Ces coûts sont virés aux immobilisations corporelles ou aux actifs incorporels lorsque débute la construction. Les coûts rattachés aux projets potentiels sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés et les coûts liés à un projet en cours de développement sont radiés dans l'exercice si le projet est abandonné. Les intérêts débiteurs sur le financement de l'acquisition et de l'aménagement des emplacements sont capitalisés dans les frais de développement liés aux projets.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'achat sur la juste valeur de l'actif net identifiable des entreprises acquises. L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais il est soumis à un test de dépréciation annuellement, ou plus fréquemment si un événement ou une situation indique que l'actif pourrait avoir subi une dépréciation. Lorsque la valeur comptable excède la juste valeur, une perte de valeur est constatée dans l'état consolidé des résultats pour un montant égal à l'excédent. L'écart d'acquisition est lié aux entreprises acquises et réparti entre les groupes d'actifs, soit les installations hydroélectriques et les parcs éoliens, en exploitation ou en construction, et les projets en cours de développement. Si un actif est transféré entre les groupes d'actifs ou les secteurs, l'écart d'acquisition connexe est aussi transféré.

Impôts sur les bénéfices

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Conformément à cette méthode, les incidences fiscales futures prévues des écarts entre la valeur comptable des éléments figurant au bilan et leur valeur fiscale correspondante donnent lieu à la constatation d'actifs et de passifs d'impôts futurs. Les impôts futurs sont calculés en fonction des taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur pour les exercices au cours desquels les écarts devraient se résorber. Les actifs d'impôts futurs sont constatés lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'ils se réaliseront. Depuis la conclusion de l'entente d'échange d'actions décrite à la note 3, le Fonds est soumis à l'impôt sur le revenu.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le bénéfice net disponible aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de l'exercice. Tous les montants relatifs aux actions et les montants par action ont été ajustés pour tenir compte du ratio de conversion de 1,46 action par part pour toutes les périodes présentées.

La Société utilise la méthode du rachat d'actions pour calculer le résultat dilué par action. Le résultat dilué par action est calculé de façon semblable au résultat de base par action, sauf que le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est majoré du nombre d'actions supplémentaires découlant de la conversion présumée de débentures convertibles et de l'exercice présumé des options sur actions et des bons de souscription, si l'effet est dilutif. Le nombre d'actions supplémentaires est calculé en présumant que les débentures convertibles ont été converties et que les options sur actions ou les bons de souscription en circulation ont été exercés et que le produit de ces opérations a été utilisé pour acquérir des actions au prix moyen du marché au cours de la période. Au cours des périodes couvertes par les présents états financiers, la totalité des débentures convertibles, des options sur actions et des bons de souscription émis étaient exclus du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation, puisque le fait de les inclure aurait eu un effet antidilutif.

Rémunération à base d'actions

La Société utilise la méthode de la juste valeur pour évaluer les charges de rémunération à la date de l'octroi des options sur actions aux salariés. La juste valeur des options est déterminée suivant le modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes et est amortie dans les résultats sur le délai d'acquisition des droits avec imputation au surplus d'apport. Dans le cas des options frappées d'extinction avant l'acquisition des droits, les charges de rémunération qui avaient déjà été constatées dans les frais d'exploitation et le surplus d'apport sont contrepassées. Lorsque les options sont exercées, le surplus d'apport correspondant et le produit reçu par la Société sont portés au crédit du capital-actions.

3. Entente d'échange d'actions

Le 29 mars 2010, la Société a acquis les titres de participation des porteurs de parts du Fonds, de sorte que ce dernier est devenu une filiale en propriété exclusive de la Société. Cette acquisition a été effectuée en contrepartie de l'émission de 36 032 606 actions ordinaires aux porteurs de parts du Fonds. À la suite de cette transaction, le contrôle de la Société est passé aux porteurs de parts du Fonds. Par conséquent, cette transaction a donné lieu à une prise de contrôle inversée.

À des fins comptables, la Société doit donc être comptabilisée comme si elle constituait la continuation du Fonds, mais son capital-actions doit refléter l'échange d'actions de la Société pour des parts du Fonds. Ainsi, certains termes tels que « actionnaire » / « porteur de parts », « dividende » / « distribution » et « action » / « part » sont utilisés indifféremment dans les présents états financiers consolidés. Pour les périodes considérées jusqu'à la date de l'entente d'échange, tous les paiements aux porteurs de parts ont été faits sous forme de distributions. Après cette date, tous les paiements aux actionnaires prennent la forme de dividendes.

Les chiffres comparatifs présentés dans les états financiers consolidés de la Société comprennent tous les montants déjà déclarés par le Fonds.

À la suite de l'entente d'échange d'actions, la Société a également comptabilisé un ajustement aux passifs d'impôts futurs. Cet ajustement reflète l'incidence fiscale de la comptabilisation des actifs et passifs d'impôts futurs afin de tenir compte des écarts temporaires qui seront résorbés ou réglés avant 2011 et qui n'étaient pas comptabilisés auparavant puisque, avant l'opération, il n'était pas prévu que la résorption de ces écarts temporaires soit imposée entre les mains du Fonds.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

L'acquisition de la Société est comptabilisée aux termes du chapitre 1581 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (l'« ICCA »). La juste valeur de la contrepartie versée est fondée sur le nombre de parts du Fonds qui auraient dû être émises pour fournir aux porteurs de parts du Fonds un pourcentage de participation dans l'entité issue du regroupement identique au pourcentage qu'ils détenaient dans le Fonds à ce moment.

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

Parts qui auraient dû être émises (en milliers)	16 002
Prix moyen pondéré des parts du Fonds au moment de l'annonce (en dollars par part)	10,44
Valeur des parts du Fonds qui auraient dû être émises	167 129
Coûts de la transaction	6 000
Composante capitaux propres des débentures convertibles	1 841
Juste valeur des options sur actions dont les droits ont été acquis	497
Total du prix d'achat	175 467

Le tableau suivant reflète la répartition initiale du prix d'achat, laquelle sera assujettie à une évaluation finale :

	\$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	88 394
Autres éléments du fonds de roulement net	(19 344)
Comptes de réserve	4 163
Immobilisations corporelles	268 927
Actifs incorporels	69 069
Frais de développement liés aux projets	11 397
Placement dans le Fonds, une entité sous influence notable	57 165
Actifs d'impôts futurs, montant net	1 990
Instruments financiers dérivés	903
Autres actifs à long terme	63
Emprunt bancaire	(12 900)
Dette à long terme et charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	(214 637)
Débentures convertibles	(79 222)
Autres passifs à long terme	(501)
Actif net acquis	175 467

Des coûts de transaction estimatifs liés au regroupement totalisant 6 000 \$ ont été comptabilisés au coût du regroupement d'entreprises conformément au chapitre 1581 du Manuel de l'ICCA. Au 30 septembre 2010, un montant de 1 673 \$ a été payé du solde impayé de 2 410 \$ au 29 mars 2010. La trésorerie acquise nette s'élevait à 83 131 \$.

Le prix d'achat total de 175 467 \$ a été réparti de la façon suivante : un montant de 167 129 \$ a été attribué au capital-actions, un montant de 6 000 \$ a été attribué aux coûts de la transaction, un montant de 1 841 \$ a été attribué à la composante capitaux propres des débentures convertibles et un montant de 497 \$ a été attribué au surplus d'apport au titre des options sur actions.

La participation de 16,1 % que la Société détenait avant l'opération dans le Fonds, une entité sous influence notable, d'un montant de 57 165 \$, a été éliminée puisque les résultats du Fonds et de la Société sont consolidés. La participation de 16,1 % détenue par la Société a été déduite du capital du Fonds pour un montant de 49 756 \$.

L'écart de 7 409 \$ entre la participation de la Société dans le Fonds d'un montant de 57 165 \$ et le capital du Fonds détenu par la Société d'un montant de 49 756 \$ a été porté en réduction du capital des porteurs de parts.

La tranche de l'avoir des porteurs de parts du Fonds que la Société ne détenait pas avant l'opération s'élevait à 259 925 \$. Ce montant a été reclassé de l'avoir des porteurs de parts au capital-actions afin de refléter la prise de contrôle inversée de la Société par le Fonds.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

Le capital-actions et le déficit de la Société ont été éliminés au moment de la consolidation du bilan puisque l'opération a été comptabilisée comme une prise de contrôle inversée de la Société par le Fonds.

Le 29 mars 2010, les 200 000 bons de souscription en cours de la Société sont demeurés en circulation, mais ils ont été ajustés à leur juste valeur qui a été estimée à néant. Les 705 000 options sur actions de la Société dont les droits ont été acquis ont été ajustées à leur juste valeur. Le 29 août 2010, les bons de souscription ont expiré.

Le 29 mars 2010, la Société a enregistré une charge liée à une entente de royauté encourue lors de l'entente d'échange d'actions de 983 \$ en raison de l'annulation présumée du contrat résultant du regroupement. En application des PCGR du Canada, le Fonds a passé en charges l'engagement qu'il avait auprès d'Innergex avant le regroupement. En 2005, une filiale de la Société, a vendu au Fonds la centrale hydroélectrique Rutherford Creek. L'entité propriétaire de l'actif, Rutherford Creek Power, L.P., avait alors accepté de verser des redevances à la filiale suivant l'expiration ou la résiliation du contrat d'achat d'électricité de Rutherford Creek en 2024, à condition que soient atteints certains seuils de produits. Cette charge n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société, car elle est réputée avoir été payée par l'émission d'actions.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010 (non vérifié)

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

4. Dette à long terme

	30 septembre 2010	31 décembre 2009
	\$	\$
Facilité d'exploitation (a)		
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013	-	-
Avances LIBOR, 13 900 \$ US, renouvelables jusqu'en mars 2013 (taux de 3,28 %)	14 303	-
Facilité de BDS (b)		
Avances au taux préférentiel renouvelables jusqu'en mars 2013	-	-
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013 (taux de 3,93 %)	10 000	-
Facilité 1		
Avances au taux préférentiel renouvelables jusqu'en mai 2013 (taux de 2,38 %);	-	93
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mai 2013 (taux de 1,52 %);	-	51 200
Avances LIBOR, 5 000 \$ US renouvelables jusqu'en mai 2013 (taux moyen de 1,38 %)	-	5 255
Facilité 2		
Avances LIBOR, 8 873 \$ US, renouvelables jusqu'en mai 2013 (taux moyen de 1,38 %)	-	9 325
Facilité 3		
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mai 2013 (taux de 1,52 %)	-	52 600
Emprunts à terme		
Hydro-Windsor, emprunt à terme à taux fixe 8,25 % venant à échéance en 2016;	6 034	6 590
Rutherford Creek, emprunt à terme à taux fixe 6,88 % venant à échéance en 2024;	50 000	50 000
AAV, emprunt à terme à taux variable venant à échéance en 2026, (taux de 2,29 %; 1,44 % en 2009);	48 447	50 067
Glen Miller, emprunt à terme à taux variable venant à échéance en 2013, (taux de 2,50 %) (c);	14 750	-
Umbata Falls, emprunt à terme à taux variable venant à échéance en 2014, (taux de 2,48 %) (d);	24 459	-
CAR, emprunt à terme à taux variable venant à échéance en 2013, (taux de 2,66 %) (e);	50 180	-
Ashlu Creek, emprunt à terme à taux variable venant à échéance en 2025, (taux de 2,81 %) (f);	104 821	-
Fitzsimmons Creek, emprunt pour la construction à taux variable venant à échéance en 2015, (taux de 4,62 %) (g);	22 566	-
Kwoiek Creek, emprunt à terme au taux fixe de 20 % durant la phase de développement et au taux fixe de 14 % durant les phases de construction et d'opération (h)	150	-
	345 710	225 130
Frais de financement reportés	(1 460)	(569)
	344 250	224 561
Tranche à court terme de la dette à long terme	(9 163)	(2 758)
	335 087	221 803

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

La partie qui suit traite des variations de la dette à long terme depuis le rapport annuel de 2009 du Fonds.

(a) Facilité d'exploitation

Facilité de crédit rotatif de 117 400 \$ garantie par une hypothèque de premier rang sur les actifs de la Société et diverses sûretés réelles accordées par certaines de ses filiales. La facilité consiste en un prêt venant à échéance en 2013 et n'est pas amortie. Les avances accordées en vertu de cette facilité prennent la forme d'acceptations bancaires, d'avances au taux préférentiel, d'avances au taux de base des États-Unis, d'avances au taux LIBOR ou de lettres de crédit. Dans tous les cas, l'intérêt est calculé au taux de référence applicable, majoré d'une marge fondée sur le ratio entre la dette de premier rang consolidée de la Société et son BAIIA ajusté.

Au 30 septembre 2010, une avance au taux LIBOR d'un montant de 14 303 \$ (13 900 \$ US) portant intérêt au taux de 3,28 % était exigible aux termes de cette facilité, et un montant de 20 048 \$ a été affecté à l'émission de lettres de crédit. Ainsi, le montant inutilisé et disponible au titre de la facilité d'exploitation s'élevait à 83 049 \$. La valeur comptable nette totale des actifs de la Société et de ses filiales offerts en garantie au titre de la facilité d'exploitation s'établit à environ 276 323 \$.

(b) Facilité de BDS

Facilité de crédit rotatif de 52 600 \$ garanti par une sûreté réelle accordée par la Société et sur sa participation de 38 % dans le parc éolien BDS. La facilité consiste en un prêt venant à échéance en 2013 et n'est pas amortie. Les avances accordées en vertu de cette facilité prennent la forme d'acceptations bancaires, d'avances au taux préférentiel, d'avances au taux de base des États-Unis ou d'avances au taux LIBOR. Dans tous les cas, l'intérêt est calculé au taux de référence applicable, majoré d'une marge fondée sur le ratio entre la dette de premier rang consolidée de la Société et son BAIIA ajusté.

Au 30 septembre 2010, un montant de 10 000 \$ a été tiré sous cette facilité et l'emprunt porte intérêt au taux de 3,93 %. Ainsi, le montant inutilisé et disponible au titre de cette facilité s'élève à 42 600 \$. La valeur comptable nette de la participation de 38 % dans le parc éolien de Baie-des-Sables s'élève à environ 80 427 \$.

(c) Glen Miller Power, Limited Partnership

La dette à long terme a trait à un emprunt contracté en vue de fournir du financement à long terme. Le prêt à terme consiste en un prêt d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 17 ans débutant le 1er juillet 2008 et arrivant à échéance le 19 décembre 2025. L'emprunt porte intérêt à un taux de 2,50 % au 30 septembre 2010. Les remboursements de capital pour le prochain exercice s'élèveront à 1 000 \$. Le 16 août 2009, l'entente a été modifiée afin que Glen Miller Power, Limited Partnership ait accès à une lettre de crédit de 160 \$. La facilité est complètement utilisée afin de garantir une lettre de crédit.

La dette à long terme est garantie par une sûreté réelle de premier rang de 20 400 \$ grevant la totalité des biens et des actifs de Glen Miller Power, Limited Partnership et de la participation dans Glen Miller Power, Limited Partnership et de son commandité. La valeur comptable nette des biens et des actifs de Glen Miller Power, Limited Partnership est d'environ 25 326 \$.

(d) Umbata Falls Limited Partnership

Un prêteur a accepté de mettre à la disposition de l'installation hydroélectrique d'Umbata Falls, un emprunt sans recours pour la construction dont le capital est de 51 000 \$ (la quote-part de la Société est de 49 %). L'emprunt pour la construction a été converti en emprunt à terme au deuxième trimestre de 2009. L'emprunt porte intérêt à un taux de 2,48 % au 30 septembre 2010. Un calendrier de remboursement, qui se compose d'un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 25 ans, a été convenu avec le prêteur et les remboursements de capital ont commencé le 30 septembre 2009. Les remboursements de capital pour le prochain exercice s'élèveront à 930 \$ (la quote-part de la Société est de 49 %).

Le prêteur a également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un capital ne pouvant dépasser 500 \$ pour une période de cinq ans suivant la date d'achèvement des travaux, qui est définie comme la date tombant six mois après la mise en service. Un montant de 470 \$ a été prélevé pour garantir deux lettres de crédit.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

La garantie, constituée des documents requis à cet égard, comprend une charge et une sûreté réelle de premier rang, valide et rendue opposable, grevant la totalité des biens et des actifs de Umbata Falls Limited Partnership et la totalité de la participation dans Umbata Falls Limited Partnership et de celle de son commandité. La valeur comptable nette des biens et des actifs de Umbata Falls Limited Partnership totalise environ 85 461 \$ (la quote-part de la Société est de 49 %).

(e) Innergex CAR, S.E.C.

Les prêteurs ont accepté de mettre à la disposition du projet de parc éolien d'Innergex CAR, S.E.C., un emprunt sans recours pour la construction dont le capital est de 53 400 \$. L'emprunt pour la construction a été converti en emprunt à terme au deuxième trimestre de 2009. L'emprunt porte intérêt à un taux de 2,66 %. Cette dette a été constatée à sa juste valeur marchande de 51 699 \$ au 29 mars 2010, pour un taux d'intérêt effectif de 2,11 %. Les remboursements de capital pour le prochain exercice s'élèveront à 2 669 \$.

Un calendrier de remboursement, qui se compose d'un emprunt à terme d'une durée de cinq ans, amorti sur une période de 18,5 ans, a été convenu avec le prêteur et le remboursement de capital a commencé le 31 décembre 2008.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 833 \$. Un montant de 832 \$ a été prélevé pour garantir une lettre de crédit.

La garantie, constituée des documents requis à cet égard, comprend un acte constitutif d'hypothèque servant de garantie pour le paiement et l'accomplissement de toutes les obligations d'Innergex CAR, S.E.C. et procurant un privilège sur la totalité des biens immeubles et des biens meubles actuels et futurs d'Innergex CAR, S.E.C. et sur la participation dans Innergex CAR, S.E.C. et son commandité.

La valeur comptable nette des biens et des actifs d'Innergex CAR, S.E.C. totalise environ 97 538 \$.

(f) Ashlu Creek Investments Limited Partnership

Les prêteurs ont accepté de mettre à la disposition de l'installation hydroélectrique d'Ashlu Creek un emprunt sans recours pour la construction dont le capital ne peut dépasser 110 000 \$. Cet emprunt a été prélevé en totalité durant le troisième trimestre et a été converti en emprunt à terme le 9 juillet 2010. L'emprunt vient à échéance dans 15 ans. Les avances portent intérêt au taux de 2,81 %. Le montant utilisé au 29 mars 2010 était de 100 400 \$. Cette dette a été comptabilisée à sa juste valeur marchande de 95 587 \$ au 29 mars 2010 pour un taux d'intérêt effectif de 1,74 %. Les remboursements de capital pour le prochain exercice s'élèveront à 1 925 \$.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit renouvelable, dont le capital ne peut dépasser 3 000 \$, jusqu'à la date d'échéance définitive de la facilité qui tombe au quinzième anniversaire de la date de conversion du crédit à terme, selon la définition qui en est donnée dans l'accord de crédit. Au 30 septembre 2010, un montant de 1 840 \$ a été utilisé pour garantir une lettre de crédit.

Cet emprunt est garanti par une débenture à vue d'un capital de 175 000 \$, qui crée une hypothèque de premier rang fixe et spécifique, un privilège et une cession, et prévoit l'octroi de sûretés réelles, à l'égard de la totalité des droits, titres de propriété et participations de Ashlu Creek Investments Limited Partnership et de ses commandités dans les actifs du projet et de tous les autres actifs. L'emprunt est également garanti par une sûreté consentie à l'égard de la participation dans Ashlu Creek Investments Limited Partnership et ses commandités.

La valeur comptable nette des biens et des actifs d'Ashlu Creek Investments Limited Partnership totalise environ 176 425 \$.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

(g) Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership

Les prêteurs ont accepté de mettre à la disposition du projet Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership un emprunt sans recours pour la construction dont le capital ne peut dépasser 24 000 \$. L'emprunt vient à échéance cinq ans après la date de conversion de l'emprunt pour la construction en un emprunt à terme. Une tranche de 20 100 \$ a été utilisée au 30 septembre 2010. L'emprunt porte intérêt à un taux de 4,62 %. Le montant utilisé au 29 mars 2010 était de 17 100 \$. Cette dette a été comptabilisée à sa juste valeur marchande de 19 617 \$ au 29 mars 2010, pour un taux d'intérêt effectif de 4,58 %. Les remboursements de capital pour le prochain exercice s'élèveront à 170 \$.

Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un capital ne pouvant dépasser 750 \$ pour une période allant jusqu'à six mois suivant la mise en service (la « date d'achèvement ») et, par la suite, d'un capital ne pouvant dépasser 150 \$ pour une période de cinq ans suivant la date d'achèvement des travaux. Un montant de 150 \$ a été prélevé pour garantir deux lettres de crédit.

Le paiement et l'exécution de toutes les obligations de Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership relatives aux facilités de crédit sont garantis par un privilège grevant la totalité des biens immeubles et des biens meubles actuels et futurs de Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership ainsi que la participation dans Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership et son commandité.

La valeur comptable nette des biens et des actifs de Fitzsimmons Creek Hydro Limited Partnership, totalise environ 18 995 \$.

(h) Kwoiek Creek Resources Limited Partnership

La dette à long terme de Kwoiek Creek Resources Limited Partnership consiste en un prêt consenti par le partenaire de la Société dans le projet Kwoiek Creek. Selon les ententes liées au projet, chaque partenaire peut participer au financement du projet. La Société peut participer jusqu'à un montant de 20 000 \$ et son partenaire, jusqu'à concurrence d'un montant de 3 000 \$. Le prêt porte intérêt à un taux de 20 % au cours de la phase de développement et au taux de 14 % durant les phases de construction et d'opération. Le prêt consenti par la Société à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership, qui est éliminé dans le processus de consolidation des états financiers, se chiffre à 9 649 \$. Le prêt du partenaire consenti à Kwoiek Creek Resources Limited Partnership s'élève à 150 \$.

5. Débentures convertibles

Les débentures convertibles faisaient partie de la dette prise en charge dans le cadre de l'entente d'échange décrite à la note 3. Les débentures convertibles portent intérêts au taux annuel de 5,75 % et viendront à échéance le 30 avril 2017. Elles ont été comptabilisées à leur juste valeur marchande de 79 222 \$ au 29 mars 2010, pour un taux d'intérêt effectif de 6,09 %. L'intérêt est payable semi-annuellement le 30 avril et le 31 octobre de chaque année, commençant le 31 octobre 2010.

Chaque débenture convertible est convertible en actions ordinaires de la société, au gré du porteur, à tout moment avant la date la plus rapprochée entre le 30 avril 2017 et la date de rachat fixée par la Société. Le prix de conversion est de 10,65 \$ l'action ordinaire (le « prix de conversion »), soit un taux de conversion d'environ 93,8967 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 \$ de débentures convertibles. Les porteurs qui convertissent leurs débentures convertibles recevront l'intérêt couru et impayé sur celles-ci pour la période allant de la dernière date de paiement de l'intérêt sur leurs débentures convertibles à la date de conversion.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

La société ne peut racheter les débetures convertibles qu'après le 30 avril 2013, sauf dans certaines situations à la suite d'un changement de contrôle. Après le 30 avril 2013, mais avant le 30 avril 2015, la société peut racheter les débetures convertibles, en totalité ou en partie, de temps à autre. Un tel rachat serait à un prix égal au capital majoré des intérêts courus et à payer à la date de l'achat, pourvu que le cours moyen pondéré selon le volume des actions ordinaires en vigueur à la Bourse de Toronto pendant les 20 jours de bourse consécutifs se terminant cinq jours de bourse avant la date à laquelle l'avis de rachat est donné ne soit pas inférieur à 125 % du prix de conversion. À compter du 30 avril 2015, mais avant le 30 avril 2017, les débetures convertibles peuvent être rachetées, en totalité ou en partie, au gré de la société à un prix égal au capital majoré des intérêts courus et à payer. Sous réserve de l'approbation réglementaire requise, la société peut à son gré décider de remplir son obligation de payer le capital des débetures convertibles au rachat ou à l'échéance, en totalité ou en partie, par l'émission sur préavis du nombre d'actions ordinaires librement négociables obtenu en divisant le capital des débetures convertibles par 95 % du cours en vigueur. Les intérêts courus et à payer, s'il y a lieu, seront versés au comptant.

Les débetures convertibles sont subordonnées à l'ensemble de la dette de la Société.

	30 septembre 2010	31 décembre 2009
	\$	\$
Composante passif des débetures convertibles, taux fixe de 5,75% (taux effectif de 6,09 %), venant à échéance en avril 2017 et dont la valeur nominale s'élève à 80 500 \$	79 296	-
Composante capitaux propres des débetures convertibles	1 841	-

6. Capital-actions

Capital-actions

Autorisé

Le capital autorisé de la Société comprend un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables au gré du porteur et rachetables au gré de l'émetteur. Le 14 septembre 2010, le capital autorisé a été modifié afin d'inclure jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux ajustable et à dividende cumulatif, Série A (les « Actions privilégiées série A ») et jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif, Série B (les « Actions privilégiées série B »).

Actions privilégiées

Le 14 septembre 2010, la Société a émis un total de 3 400 000 Actions privilégiées série A au prix de 25,00 \$ par action pour un produit brut total de 85 000 \$. Pour la période initiale de cinq ans se terminant le 15 janvier 2016, mais excluant cette date, (la « Période à taux fixe initiale »), les porteurs d'Actions privilégiées série A auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le conseil d'administration de la Société (le « Conseil d'administration »). Les dividendes seront payables trimestriellement le 15e jour de janvier, avril, juillet et octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,25 \$ l'action. Le dividende initial de 0,42123 \$ par action sera payable le 17 janvier 2011.

Pour chaque période de cinq ans postérieure à la Période à taux fixe initiale (chacune, une « Période à taux fixe subséquente »), les porteurs d'Actions privilégiées série A auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le Conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement, d'un montant annuel par Action privilégiée série A correspondant à la somme du rendement des obligations du Canada ayant une échéance de cinq ans à la date de calcul du taux fixe applicable, majoré de 2,79 %, pour cette Période à taux fixe subséquente multiplié par 25,00 \$.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

Chaque porteur d'Actions privilégiées série A aura le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses Actions privilégiées série A en actions privilégiées série B de la Société à raison de une Action privilégiée série B pour chaque Action privilégiée série A convertie, sous réserve de certaines conditions, le 15 janvier 2016 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'Actions privilégiées série B auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux variable et cumulatifs, selon leur déclaration par le Conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement, d'un montant annuel par Action privilégiée série B correspondant à la somme du taux des bons du Trésor de la période trimestrielle précédente, majoré de 2,79 % par année, établi le 30e jour avant le premier jour de la période à taux variable trimestrielle applicable multiplié par 25,00 \$.

La Société ne pourra racheter les Actions privilégiées série A et les Actions privilégiées série B avant le 15 janvier 2016.

	30 septembre 2010	31 décembre 2009
	\$	\$
Actions privilégiées série A 3 400 000 actions, 25,00 \$ par action	85 000	-
Coûts d'émission	(3 117)	-
Impôts futurs	857	-
Produits nets	82 740	-

Régime d'options sur actions

La Société a un régime d'options sur actions qui prévoit l'attribution d'options par le conseil d'administration aux employés, aux dirigeants, aux administrateurs et à certains consultants de la Société et de ses filiales en vue d'acquérir des actions ordinaires. Les options attribuées en vertu du régime d'options sur actions seront assorties d'un prix d'exercice ne pouvant être inférieur au prix du marché des actions ordinaires à la date d'attribution de l'option, calculé selon le cours moyen des actions ordinaires, pondéré en fonction du volume, à la TSX, des cinq jours de Bourse précédant la date d'attribution.

Le nombre maximal d'actions pouvant être visées par des options aux termes du régime d'options sur actions est de 2 350 000. Les actions ordinaires visées par une option qui expire ou est résiliée sans avoir été intégralement exercée peuvent être visées par une autre option. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des administrateurs n'exerçant pas de fonction de gestion auprès de la Société aux termes du régime d'options sur actions ne peut jamais dépasser 1 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Les options doivent être exercées au cours d'un délai établi par le conseil d'administration, qui ne peut dépasser dix ans suivant la date d'attribution. Les options attribuées aux termes du régime d'options sur actions seront acquis annuellement en tranches égales pendant le délai de quatre à cinq ans suivant la date d'attribution.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

	30 septembre 2010		31 décembre 2009	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré
	(en milliers)	\$	(en milliers)	\$
En cours – au début de la période	-	-	-	-
Options sur actions en cours prises en charge dans le cadre de l'entente d'échange décrite à la note 3	1 269	11,00	-	-
Octroyées	808	8,75	-	-
Exercées	-	-	-	-
Annulées	235	11,00	-	-
En cours – à la fin de la période	1 842	10,02	-	-
Options pouvant être exercées – à la fin de la période	517	11,00	-	-

Les options suivantes étaient en cours et pouvaient être exercées au 30 septembre 2010 :

	En cours		Pouvant être exercées		Année d'échéance
	Nombre d'options	Prix d'exercice	Nombre d'options	Prix d'exercice	
	(en milliers)	\$	(en milliers)	\$	
	1 034	11,00	517	11,00	2017
	808	8,75	-	8,75	2020
	1 842		517		

La Société applique la méthode de comptabilisation à la juste valeur pour les options attribuées à la haute direction, lesquelles sont estimées au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes. Les charges de rémunération à base d'actions sont passées en charges et portées au crédit du surplus d'apport de la Société pour tenir compte des options en cours. Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur des options octroyées aux bénéficiaires :

Taux d'intérêt sans risque	0,1 % à 2,7 %
Dividende annuel prévu	0,58 \$
Durée prévue des options	De 0,1 à 6 ans
Volatilité prévue	De 35 % à 40 %
Juste valeur moyenne pondérée par option	1,02 \$

Aux fins des charges de rémunération, la rémunération à base d'actions est amortie par dotation aux résultats selon la méthode de l'amortissement linéaire sur le délai d'acquisition des droits s'étendant de 1,7 an jusqu'à 5 ans.

Bons de souscription

Le 29 août 2010, les 200 000 bons de souscription octroyés par la société ont expiré. Les bons de souscription ont été pris en charge dans le cadre de l'entente d'échange décrite à la note 3. Les bons de souscription pouvaient être exercés au prix de 12,50 \$ chacun.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

7. Renseignements supplémentaires liés aux états consolidés des flux de trésorerie

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

	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2010	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2009	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2010	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2009
	\$	\$	\$	\$
Débiteurs	(478)	2 138	(3 937)	2 695
Charges payées d'avance et autres	(1 207)	(335)	(1 502)	1 630
Créditeurs et charges à payer	3 147	320	(17 911)	(370)
	1 462	2 123	(23 350)	3 955
<i>Renseignements supplémentaires</i>				
Intérêts payés	4 424	3 292	11 863	9 624
Impôts payés	16	27	2 125	127
<i>Opérations hors-trésorerie</i>				
Diminution (augmentation) des immobilisations corporelles impayées	411	310	(3 074)	310
Augmentation des coûts de la transaction impayés	(377)	-	(425)	-
Augmentation des coûts d'émission impayés pour les Actions privilégiées série A	(455)	-	(455)	-
Diminution (augmentation) des frais de développement liés aux projets impayés	1 673	-	(66)	-

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010 (non vérifié)

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

8. Instruments financiers

Risque de taux d'intérêt

Les modalités des contrats réduisant le risque de fluctuation des taux d'intérêt de la Société sont les suivantes :

Valeur nominale des contrats réduisant le risque de fluctuation des taux d'intérêts	Option de résiliation anticipée	30 septembre 2010	31 décembre 2009
		\$	\$
Swaps de taux d'intérêt portant intérêt à des taux allant de 3,96 % à 4,09 %, échéant en juin 2015	Néant	15 000	15 000
Swap de taux d'intérêt, 4,27 %, échéant en novembre 2016	Néant	3 000	3 000
Swap de taux d'intérêt, 4,41 %, échéant en juin 2018	Mars 2013	30 000	30 000
Swap de taux d'intérêt, 4,27 %, échéant en juin 2018	Mars 2013	52 600	52 600
Swap de taux d'intérêt, 4,93 %, amorti jusqu'en mars 2026	Néant	48 447	50 067
Swap de taux d'intérêt, 3,45 %, amorti jusqu'en mars 2027	Décembre 2013	49 393	-
Swap de taux d'intérêt différé, 4,44 %, amorti jusqu'en juin 2030	Juin 2014	23 765	-
Swap de taux d'intérêt différé, 4,46 %, amorti jusqu'en juin 2031	Juin 2014	37 460	-
Swap de taux d'intérêt, 4,11 %, amorti jusqu'en juin 2034 (total de \$ 49 917, quote-part de 49 %)	Néant	24 459	-
Swaps de taux d'intérêt différé, 4,70 %, amorti jusqu'en juin 2035	Juin 2025	109 537	-
		393 661	150 667

La Société a conclu des ententes de couverture afin de réduire le risque de fluctuation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme. Les taux des contrats correspondent aux taux d'intérêt, à l'exclusion de la marge applicable.

Le 29 avril 2010, la Société a réglé un swap de taux d'intérêt différé de 110 000 \$. Simultanément, la Société a mis en place deux swaps de taux d'intérêt différés d'un montant total de 109 537 \$ fixant ainsi son taux d'intérêt à 4,70 % à partir du 30 septembre 2010 jusqu'en juin 2035 soit la fin de la période d'amortissement de la dette à long terme reliée.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

9. Engagements

Au 30 septembre 2010, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Obligations contractuelles (Périodes se terminant le 30 septembre)	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
2011	19 186	13 534	41 755	74 475
2012	19 155	13 083	73 439	105 677
2013	32 715	12 683	41 822	87 220
2014	41 583	48 616	6 749	96 948
2015	17 645	7 033	6 633	31 311
Par la suite	227 566	64 763	104 789	397 118
Total	357 850	159 712	275 187	792 749

10. Information sectorielle

Secteurs isolables

La Société compte trois secteurs isolables : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne et c) l'aménagement des emplacements.

La société, par l'entremise des secteurs de la production hydroélectrique et de la production éolienne, vend l'électricité produite par les installations hydroélectriques et les parcs éoliens à des services publics. Par l'entremise du secteur de l'aménagement des emplacements, la société analyse les sites potentiels et aménage les installations hydroélectriques et éoliennes jusqu'au stade de la mise en service.

Les conventions comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans le sommaire des principales conventions comptables. La Société évalue le rendement en fonction du bénéfice (de la perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments. 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 ou éolienne sont comptabilisées au coût.

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

Il n'y avait pas de secteur d'aménagement des emplacements avant l'entente d'échange d'actions, le 29 mars 2010, puisque le Fonds était uniquement un exploitant.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010 (non vérifié)

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

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
Période de trois mois terminée le 30 septembre 2010				
Produits d'exploitation bruts découlant de clients externes	19 547	5 169	-	24 716
Charges:				
Frais d'exploitation	2 618	681	-	3 299
Rémunération à base d'actions	49	29	48	126
Frais généraux et administratifs	501	266	330	1 097
Charges liées aux projets potentiels	-	-	440	440
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	16 379	4 193	(818)	19 754
Période de trois mois terminée le 30 septembre 2009				
Produits d'exploitation bruts découlant de clients externes	11 887	3 095	-	14 982
Charges:				
Frais d'exploitation	1 694	484	-	2 178
Frais généraux et administratifs	663	221	-	884
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	9 530	2 390	-	11 920
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010				
Produits d'exploitation bruts découlant de clients externes	47 560	15 531	-	63 091
Charges:				
Frais d'exploitation	6 610	1 841	-	8 451
Rémunération à base d'actions	78	46	79	203
Frais généraux et administratifs	1 931	961	1 114	4 006
Charges liées aux projets potentiels	-	-	1 202	1 202
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	38 941	12 683	(2 395)	49 229
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009				
Produits d'exploitation bruts découlant de clients externes	33 101	12 341	-	45 442
Charges:				
Frais d'exploitation	4 796	1 386	-	6 182
Frais généraux et administratifs	1 971	724	-	2 695
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	26 334	10 231	-	36 565

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et neuf mois terminées le 30 septembre 2010

(non vérifié)

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

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
Au 30 septembre 2010				
Écart d'acquisition	8 269	-	-	8 269
Total de l'actif	577 399	268 026	68 290	913 715
Acquisition d'immobilisations depuis le début de l'exercice	719	292	24 383	25 394
Au 31 décembre 2009				
Écart d'acquisition	8 269	-	-	8 269
Total de l'actif	330 157	177 984	-	508 141

11. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle de l'exercice considéré.

12. Calculs des bénéfices disponibles aux actionnaires ordinaires

La (perte nette) bénéfice net de la société est ajusté(e) selon le rendement privilégié alloué aux actions privilégiées comme suit:

	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2010	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2009	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2010	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2009
(Perte nette) bénéfice net	(10 904)	2 834	(17 927)	19 206
Moins:				
Dividendes courus sur actions privilégiées	208	-	208	-
(Perte nette) bénéfice net disponible aux actionnaires ordinaires	(11 112)	2 834	(18 135)	19 206
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	59 533	42 930	54 181	42 930
(Perte nette) bénéfice net de base par action (\$)	(0,19)	0,07	(0,33)	0,45

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Ce rapport de gestion a été établi en date du 8 novembre 2010.

Le but de ce rapport de gestion est de fournir au lecteur une vue d'ensemble de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés non vérifiés et les notes y afférentes pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010, avec le rapport annuel 2009 d'Innergex énergie, Fonds de revenu (le « Fonds ») et avec le rapport annuel 2009 d'Innergex. Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada.

Les résultats de la Société sont exprimés en milliers de dollars canadiens sauf les données par action ou sauf indication contraire. 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.

REGROUPEMENT STRATÉGIQUE DU FONDS ET D'INNERGEX

Le 29 mars 2010, Le Fonds et Innergex ont annoncé la clôture du regroupement stratégique des deux entités. Aux termes du regroupement, le Fonds s'est porté acquéreur d'Innergex par voie d'une prise de contrôle inversée (le « Regroupement ») qui a donné effet à la conversion du Fonds en une société par actions.

Conformément aux PCGR du Canada, les résultats pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 sont ceux du Fonds compte tenu de l'apport d'Innergex en date du 30 mars 2010. De plus, conformément aux PCGR du Canada et à la réglementation des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, les résultats historiques présentés dans ce rapport de gestion sont ceux du Fonds.

Du fait du Regroupement, dans la suite du présent rapport de gestion, « Innergex énergie renouvelable inc. », « Innergex » et la « Société » s'entendent, sauf indication contraire, du Fonds pour les activités et les résultats avant le 29 mars 2010 et des entités regroupées pour les activités et les résultats après cette date. « Innergex d'avant le regroupement » s'entend d'Innergex énergie renouvelable inc. avant le Regroupement. Certains termes comme « actionnaire » et « porteur de parts » ou « dividende » et « distribution » peuvent aussi être utilisés de façon interchangeable dans le présent rapport de gestion. Avant le 29 mars 2010, toutes les distributions aux porteurs de parts étaient sous la forme de distributions sur des parts de fiducie.

Par suite du Regroupement, les porteurs de parts du Fonds sont devenus actionnaires d'Innergex, car ils ont accepté d'échanger leurs parts contre des actions d'Innergex à raison de 1,460 action pour chaque part du Fonds. Immédiatement après le Regroupement, les porteurs de parts du Fonds (sauf Innergex) détenaient une participation de 61 % dans Innergex tandis que les actionnaires d'Innergex d'avant le Regroupement détenaient la participation restante de 39 %.

Pour obtenir de plus amples renseignements au sujet du Regroupement, veuillez consulter la « Convention relative à l'arrangement », datée du 31 janvier 2010, et la circulaire d'information conjointe découlant du regroupement, datée du 17 février 2010 (la « Circulaire conjointe »), toutes deux disponibles sur le site Web d'Innergex (www.innergex.com) ou sur SEDAR (www.sedar.com).

ÉTABLISSEMENT, MAINTIEN ET ÉVALUATION DES CIIF ET DES CPCI

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

- des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») pour fournir l'assurance raisonnable que : i) l'information d'importance concernant la Société est communiquée par d'autres personnes au président et chef de la direction et au vice-président et chef de la direction financière en temps opportun, en particulier pendant la période où les documents intermédiaires sont établis, et ii) l'information que la Société doit présenter dans ses documents annuels, documents intermédiaires et autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières 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 PCGR du Canada applicables à la Société.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

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 vice-président et chef de la direction financière de la Société ont évalué l'efficacité des CPCI et CIIF pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010 et ont conclu que ceux-ci étaient efficaces et qu'il n'y avait aucune faiblesse importante à l'égard des CPCI et des CIIF. Au cours de la période ouverte le 1^{er} juillet 2010 et close le 30 septembre 2010, il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence sur les CIIF.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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 des énoncés prospectifs au sens des lois sur les valeurs mobilières (les « énoncés prospectifs »). Les énoncés prospectifs se reconnaissent généralement à l'emploi de termes tels que « prévoir », « croire », « pouvoir », « plans », « budgets », « estimer », « projeter », « planifier » et d'autres termes semblables indiquant que certains événements se produiront. Ces énoncés prospectifs expriment, 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. Ils sont assujettis 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 ou présentés dans de tels énoncés prospectifs. 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 mener à bien sa stratégie d'entreprise; l'incapacité d'obtenir suffisamment de capitaux de sources internes et externes; les risques liés à la liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés; la conjoncture économique en général; la disponibilité des débits d'eau et du vent; les retards dans un développement de projet, l'incertitude relative au développement de nouvelles installations de production d'énergie; l'incertitude quant à la quantité d'énergie que les installations en exploitation actuelles ou futures peuvent générer; la défaillance de l'équipement; les fluctuations des taux d'intérêt et le refinancement de la dette; les restrictions contractuelles dans les instruments régissant la dette actuelle et future; les pénalités en cas de défaut aux termes de certains contrats d'achat d'électricité; la capacité de maintenir en fonction du personnel, notamment de direction, compétent; l'exécution des obligations des tiers fournisseurs; la dépendance envers les principaux clients; les relations avec les collectivités dans lesquelles se trouvent les projets ou installations et avec les partenaires de coentreprises; l'approvisionnement en éoliennes; l'obtention de permis; les modifications apportées aux exigences réglementaires gouvernementales et à la législation applicable; l'obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité; l'obtention des terrains nécessaires aux fins des projets; la dépendance aux contrats d'achat d'électricité et aux réseaux de transport; les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique et des terrains; la sécurité des barrages; la santé, la sécurité et les risques environnementaux; les catastrophes naturelles; les fluctuations du cours du change et les garanties d'assurance suffisantes. Bien que la Société estime que les attentes suscitées par ces énoncés prospectifs sont basées sur des fondements et des hypothèses valables et raisonnables, il existe un risque que ces énoncés prospectifs se révèlent inexacts. Les lecteurs du présent rapport de gestion sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs, qu'ils soient écrits ou verbaux, imputables à la Société ou à une personne qui agit en son nom, sont expressément présentés sous réserve de ces avertissements. Les énoncés prospectifs aux présentes sont faits à la date du présent rapport de gestion et la Société ne s'engage nullement à les mettre à jour ni à les réviser pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la loi ne l'exige.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

VUE D'ENSEMBLE

Général

La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable. Les actions de la Société sont inscrites à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole INE. La Société est parmi les plus actives au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada et concentre ses activités dans les projets hydroélectriques et éoliens qui bénéficient de faibles frais d'exploitation et de gestion, ainsi que de technologies simples et éprouvées. L'équipe de direction de la Société est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé, ou remis à neuf, et mis en service commercial par l'intermédiaire de diverses entreprises, 15 centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 548 mégawatts (« MW »). La Société est notée BBB- par Standard and Poor's Rating Services (« S&P ») et BBB (faible) par DBRS Limited (« DBRS »).

En date du présent rapport de gestion, la Société détient les participations suivantes :

- 17 installations en exploitation représentant une puissance installée nette cumulée de 325,5 MW (puissance brute de 537,8 MW). Ces participations consistent en 14 centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens ayant une puissance installée nette cumulée de 204,1 MW (puissance brute de 218,3 MW) et de 121,4 MW (puissance brute de 319,5 MW), respectivement. Mises en service entre novembre 1994 et janvier 2010, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 5,7 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 17,2 années;
- sept projets en développement d'une puissance installée nette cumulée de 202,9 MW (puissance brute de 432,9 MW) pour lesquels des CAÉ ont été conclus avec des entreprises de services publics. Les travaux de construction ont débuté pour trois de ces projets en juin 2010. Il est prévu qu'ils commenceront pour un autre avant la fin de 2010 et pour les trois autres en 2013 et en 2014. Les projets devraient être au stade de la mise en service commercial entre 2011 et 2016;
- des projets potentiels d'une puissance nette de plus de 2 000 MW (puissance brute de 2 100 MW) à différents stades de développement.

Portefeuille de projets

Le portefeuille de la Société se compose de participations dans trois groupes de projets de production d'énergie :

- les installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en exploitation »);
- les projets pour lesquels des CAÉ ont été conclus et qui sont en construction ou ont des dates prévues de mise en service commercial (les « Projets en développement »);
- les projets pour lesquels certains droits d'utilisation des terrains ont été obtenus et 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 au Programme de tarifs de rachat garantis (« Programme de TRG ») (les « Projets potentiels »).

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.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010



Installations en exploitation	Projets en développement	Projets potentiels
<p>Hydroélectricité</p> <ul style="list-style-type: none"> - 100 % St-Paulin, QC (8,0 MW) - 100 % Windsor, QC (5,5 MW) - 100 % Chaudière, QC (24,0 MW) - 100 % Portneuf-1, QC (8,0 MW) - 100 % Portneuf-2, QC (9,9 MW) - 100 % Portneuf-3, QC (8,0 MW) - 100 % Montmagny, QC (2,1 MW) - 100 % Glen Miller, ON (8,0 MW) - 49 % Umbata Falls, ON (23,0 MW) - 100 % Batawa, ON (5,0 MW) - 100 % Rutherford Creek, C.-B. (49,9 MW) - 100 % Ashlu Creek, C.-B. (49,9 MW) - 66 % Fitzsimmons Creek, C.-B. (7,5 MW) - 100 % Horseshoe Bend, Idaho, É.-U. (9,5 MW) <p>Éolien</p> <ul style="list-style-type: none"> - 38 % Baie-des-Sables, QC (109,5 MW) - 38 % L'Anse-à-Valleau, QC (100,5 MW) - 38 % Carleton, QC (109,5 MW) 	<p>Hydroélectricité</p> <ul style="list-style-type: none"> - 66 % Boulder Creek, C.-B. (23,0 MW) - 50 % Kwoiek Creek, C.-B. (49,9 MW) - 66 % North Creek, C.-B. (16,0 MW) - 66 % Upper Lillooet, C.-B. (74,0 MW) <p>Éolien</p> <ul style="list-style-type: none"> - 38 % Montagne-Sèche, QC (58,5 MW) - 38 % Gros-Morne (Phase I), QC (100,5 MW) - 38 % Gros-Morne (Phase II), QC (111,0 MW) 	<p>Hydroélectricité</p> <ul style="list-style-type: none"> - 48 % Projet au Québec (42,0 MW) - 100 % Projets, C.B. (19,8 MW) - 66 % Projets, C.B. (132,0 MW) <p>Éolien</p> <ul style="list-style-type: none"> - 100 % Projets, QC (836,0 MW) - 70 % Projets, QC - Communautés (123,0 MW) - 50 % Projets, QC - Communautés (73,8 MW) - 100 % Projets, ON - TRG (440,0 MW) - 49 % Projet, ON - TRG (25,3 MW) - 100 % Projets, C.-B. (475,0 MW)
<p>Hydroélectricité</p> <p>Puissance brute : 218,3 MW Puissance nette ¹ : 204,1 MW</p> <p>Éolien</p> <p>Puissance brute : 319,5 MW Puissance nette ¹ : 121,4 MW</p> <p>Total</p> <p>Puissance brute : 537,8 MW Puissance nette ¹ : 325,5 MW</p>	<p>162,9 MW 100,3 MW</p> <p>270,0 MW 102,6 MW</p> <p>432,9 MW 202,9 MW</p>	<p>193,8 MW 128,0 MW</p> <p>1973,1 MW 1886,4 MW</p> <p>2 166,9 MW 2 014,4 MW</p>

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 stratégiques.

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société consiste : i) à développer ou acquérir des installations de production d'énergie de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi, et ii) à distribuer des dividendes stables. En tant que producteur indépendant d'énergie propre, la Société vise à créer de la valeur à partir de sources d'énergie renouvelable.

POLITIQUE DE DIVIDENDE ANNUEL

La Société a l'intention de verser un dividende annuel de \$0,58 par action, 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 excédentaires et d'une combinaison d'emprunts supplémentaires et d'équité.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs de performance clés qui incluent ou pourraient inclure : l'énergie générée en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh »), les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés par action – résultat de base, le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) et le BAIIA, défini comme étant le bénéfice avant intérêts, la provision pour impôts, l'amortissement et autres éléments. Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les PCGR du Canada et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La Société croit que ces indicateurs constituent une information additionnelle importante puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur le niveau de sa production et sa capacité à générer des fonds. La Société croit également qu'ils facilitent 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 et du vent. Des débits d'eau ou des régimes de vent moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits d'exploitation de la Société et sur sa rentabilité. Innergex possède des participations dans 14 centrales hydroélectriques localisées sur 11 bassins versants et trois parcs éoliens, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits d'exploitation. De plus, compte tenu de la nature de la production issue des centrales hydroélectriques et du parc éolien, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant.

Installations en exploitation – moyennes estimées à long terme

Nom du projet	Acheteur d'électricité	Échéance du CAÉ	Puissance installée nette (MW)	Production moyenne à long terme (GWh) (participation nette)				
				1T	2T	3T	4T	Total
<i>HYDRO</i>								
St-Paulin	Hydro-Québec	2014 ¹	8,0	7,4	15,5	8,0	10,1	41,1
Windsor	Hydro-Québec	2016 ¹	5,5	9,7	7,8	5,6	7,9	31,0
Chaudière	Hydro-Québec	2019 ¹	24,0	26,0	40,8	17,6	32,2	116,7
Portneuf-1	Hydro-Québec	2021 ²	8,0	4,3	14,9	11,5	10,1	40,8
Portneuf-2	Hydro-Québec	2021 ²	9,9	10,0	20,1	19,3	19,1	68,5
Portneuf-3	Hydro-Québec	2021 ²	8,0	4,4	15,6	11,9	10,4	42,4
Montmagny	Hydro-Québec	2021 ²	2,1	1,4	3,2	1,0	2,3	8,0
Glen Miller	OPA ³	2025	8,0	13,5	11,9	4,5	11,7	41,6
Umbata Falls	OPA ³	2028	11,3	8,3	18,5	10,4	16,2	53,5
Batawa	SFIEO ⁴	2029	5,0	10,8	8,9	3,7	9,5	32,9
Rutherford Creek	BC Hydro ⁵	2024	49,9	11,0	63,7	80,0	25,3	180,0
Ashlu Creek	BC Hydro ⁵	2039	49,9	26,9	92,0	95,1	51,0	265,0
Fitzsimmons Creek	BC Hydro ⁵	2050	5,0	2,2	7,3	8,9	3,6	22,0
Horseshoe Bend	IPC ⁶	2030	9,5	7,9	17,0	16,7	5,2	46,8
Total partiel			204,1	144,0	337,2	294,4	214,7	990,2
<i>ÉOLIEN</i>								
Baie-des-Sables (« BDS »)	Hydro-Québec	2026	41,6	35,7	25,0	18,6	34,1	113,4
L'Anse-à-Valleau (« AAV »)	Hydro-Québec	2027	38,2	38,2	22,9	16,5	35,7	113,2
Carleton (« CAR »)	Hydro-Québec	2028	41,6	38,1	28,2	24,1	39,0	129,4
Total partiel			121,4	112,0	76,0	59,2	108,8	356,0
Total		17,2 ans ⁷	325,5	255,9	413,2	353,7	323,4	1 346,2

1. Ces CAÉ sont renouvelables au gré de la Société pour une période additionnelle de 20 ans.

2. Ces CAÉ sont renouvelables au gré de la Société pour une période additionnelle de 25 ans.

3. Ontario Power Authority.

4. Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario.

5. British Columbia Hydro and Power Authority.

6. Idaho Power Company.

7. Durée moyenne pondérée restante des CAÉ, avant prise en compte des options de renouvellement.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

MISES À JOUR TRIMESTRIELLE ET POUR L'ANNÉE À CE JOUR

Points saillants	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2010	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2009	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2010	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2009
	\$	\$	\$	\$
Production (MWh)	356 262	223 302	883 681	634 978
Produits d'exploitation bruts	24 716	14 982	63 091	45 442
BAIIA	19 754	11 920	49 229	36 565
(Perte nette) bénéfice net	(10 904)	2 834	(17 927)	19 206
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés	13 606	8 375	35 953	25 553
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés (\$ par action – résultat de base)	0,23	0,20	0,66	0,60
Dividendes déclarés	8 632	7 352	24 691	22 053
Dividendes déclarés (\$ par action)	0,145	0,171	0,462	0,514

Bénéfice net ajusté

La Société croit que le bénéfice net ajusté constitue une information additionnelle importante pour le lecteur puisqu'elle fournit une mesure de la rentabilité qui exclut certains éléments n'ayant pas d'impact sur l'encaisse. Le bénéfice net ajusté exclut les gains / pertes non réalisés(es) sur les instruments financiers dérivés et les gains / pertes de change non réalisés(es) ainsi que l'impôt futur y afférent. Le cas échéant, il exclut également certains éléments non récurrents. La Société calcule le bénéfice net ajusté comme suit :

Bénéfice net ajusté	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2010	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2009	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2010	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2009
	\$	\$	\$	\$
(Perte nette) bénéfice net	(10 904)	2 834	(17 927)	19 206
Ajouter (déduire) :				
Charge autre qu'en espèces liée à l'entente de redevances	-	-	983	-
Perte nette non réalisée (gain net non réalisé) sur instruments financiers dérivés	20 098	793	36 240	(10 978)
Gain de change non réalisé	(8)	(162)	(6)	(298)
Impôts futurs y afférents	(5 424)	(700)	(10 049)	2 012
Bénéfice net ajusté	3 762	2 765	9 241	9 942
Bénéfice net ajusté par action (\$ par action – résultat de base)	0,06	0,06	0,17	0,23

Les gains / pertes non réalisés(es) sur les instruments financiers dérivés sont les plus volatils parmi ces éléments. La Société a recours aux instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque de hausse des taux d'intérêt s'appliquant à son financement par emprunts (les « Dérivés »). Comme plusieurs Dérivés sont conclus pour une période égale à la période d'amortissement de la dette sous-jacente, qui peut atteindre 25 ans, la juste valeur de marché d'un Dérivé peut être très sensible aux variations quotidiennes des taux d'intérêt à long terme.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Activités de financement

Dans le cadre du Regroupement, Innergex a refinancé la facilité de crédit bancaire de 133,9 M\$ du Fonds ainsi que sa facilité de crédit renouvelable de 40,0 M\$ au moyen d'une nouvelle facilité de crédit de 170,0 M\$ d'une durée de trois ans. Cette dernière est composée d'une facilité rotatif de 117,4 M\$ (la « Facilité de crédit d'exploitation ») et d'un prêt à terme de 52,6 M\$ (la « Facilité BDS »). Pour de plus amples renseignements au sujet de ce refinancement, veuillez vous reporter aux rubriques « Utilisation du produit du financement » et « Dette à long terme » du présent rapport de gestion.

La Société a aussi émis un capital de 80,5 M\$ en débetures convertibles subordonnées (les « Débetures convertibles ») dans le cadre du Regroupement. Les Débetures convertibles sont négociées au TSX sous le symbole INE.DB. Pour de plus amples renseignements au sujet de cette émission, veuillez vous reporter à la rubrique « Débetures convertibles » du présent rapport de gestion.

Le 14 septembre 2010, la Société a émis un total de 3 400 000 actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A (les « Actions privilégiées série A ») au prix de 25,00 \$ l'action, pour un produit brut total de 85,0 M\$. Les Actions privilégiées série A sont négociées à la Bourse de Toronto sous le symbole INE.PR.A. Pour de plus amples renseignements sur cette émission, veuillez vous reporter à la rubrique « Actions privilégiées » du présent rapport de gestion.

Le 30 septembre 2010, la Société a modifié la Facilité BDS en convertissant cette facilité de crédit de 52,6 M\$ d'un prêt à terme en une facilité de crédit rotatif (la « Facilité de crédit rotatif BDS »). Cette opération procure à la Société une plus grande marge de manœuvre dans la gestion de la trésorerie.

Activités de mise en service

Le tableau qui suit présente les Installations en exploitation qui ont été mises en service au cours des douze derniers mois.

Installations en exploitation mises en service au cours des douze derniers mois

Nom du projet et emplacement	Puissance installée (MW)	Production moyenne à long terme estimée (GWh)	Coûts totaux de construction		Date prévue de mise en service commercial		Prévisions, première année	
			Estimatifs (M\$)	Au 30 sept. 2010 (M\$)	Estimation initiale	Réelle	Produits (M\$)	BAIIA (M\$)
<i>HYDRO</i>								
Ashlu Creek, C.-B. Fitzsimmons Creek, C.-B. ¹	49,9	265,0	138,0	138,7	2T 2009	4T 2009	18,4	15,7
	7,5	33,0	33,2	31,6	4T 2010	1T 2010	3,2	2,4

1. La participation de la Société dans ce projet est de 66 ⅔ %

Ashlu Creek

La centrale hydroélectrique Ashlu Creek est entrée en service commercial le 29 novembre 2009. Le 28 février 2010, la centrale a été fermée pour inspecter le tunnel avant la période de pointe de production d'énergie du printemps. L'inspection a révélé que la trappe qui empêche les roches d'atteindre les turbines présentait certaines défaillances. Des mesures correctives ont été mises en œuvre et la centrale a redémarré l'exploitation commerciale le 17 avril 2010. En date du présent rapport de gestion, les travaux de surveillance ont démontré que les mesures correctives ont produit les résultats escomptés.

Le 23 avril 2010, la centrale Ashlu Creek a obtenu sa certification Éco-Logo; confirmant ainsi que la centrale pourra recevoir des paiements incitatifs dans le cadre de l'initiative écoÉnergie du gouvernement fédéral. Ces paiements représentent 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation.

Le 29 avril 2010, la Société a réglé un swap de taux d'intérêt décroissant différé de 110,0 M\$ lié à la centrale Ashlu Creek. Concomitamment, elle a conclu des swaps de taux d'intérêt décroissants différés, ce qui a fixé le taux d'intérêt à 4,70 % à compter de la date de prise d'effet du 30 septembre 2010 jusqu'à la fin de la période d'amortissement de la dette à long terme connexe en juin 2035. Ces opérations de swap ont permis à Innergex d'éliminer son exposition aux taux d'intérêt variables pour ces montants.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Le 9 juillet 2010, la Société a converti le prêt pour la construction sans recours en un prêt à terme venant à échéance en 2025. Le prêt est garanti par la centrale hydroélectrique Ashlu Creek et le premier versement de capital a été effectué le 30 septembre 2010.

Fitzsimmons Creek

La centrale Fitzsimmons Creek est entrée en service commercial le 26 janvier 2010. Au deuxième trimestre de 2010, Innergex a été informée par le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique et par le ministère des Pêches et des Océans du Canada que la norme de débit minimal à la prise d'eau devrait être accrue de 0,1 mètre cube par seconde (« m³/s ») à 0,4 m³/s d'ici à ce que d'autres contrôles environnementaux soient effectués. Innergex estime que cette décision entraînera une diminution de la production, des produits d'exploitation et du BAIIA de la centrale prévus annuellement de 4 GWh, 0,4 M\$ et 0,3 M\$, respectivement. Innergex prévoit que les ministères auront terminé leur évaluation avant la fin de 2011.

Le 23 avril 2010, la centrale Fitzsimmons Creek a obtenu sa certification Éco-Logo; confirmant ainsi que la centrale pourra recevoir des paiements incitatifs dans le cadre de l'initiative écoÉnergie du gouvernement fédéral. Ces paiements représentent 10 \$ par MWh pour les dix premières années d'exploitation.

Projets en développement

La Société détient sept Projets en développement : la construction a débuté en juin 2010 pour les trois parcs éoliens, elle devrait débuter pour le projet hydroélectrique Kwoiek Creek d'ici la fin de 2010 et les trois autres projets hydroélectriques en sont au début de la phase d'obtention des permis. Les deux tableaux ci-dessous donnent un aperçu de ces Projets en développement.

Projets de développement (en construction)							
Nom du projet et emplacement	Puissance installée (MW)	Production moyenne à long terme estimée (GWh)	Coûts totaux de construction		Date prévue de mise en service commercial	Prévisions, première année	
			Estimatifs (M\$)	Au 30 sept. 2010 (M\$)		Produits (M\$)	BAIIA (M\$)
ÉOLIEN							
Montagne-Sèche, QC ¹	58,5	193,4	103,0	7,1 ²	4T 2011	4,8 ²	4,3 ²
Gros-Morne – Phase I, QC ¹	100,5	308,9	348,5	18,4 ²	4T 2011	7,8 ²	6,9 ²
Gros-Morne – Phase II, QC ¹	111,0	341,1	pour les deux phases	pour les deux phases	4T 2012	8,6 ²	7,5 ²

1. La participation de la Société dans ce projet est de 38 %

2. Représente la participation de 38 % de la Société dans ce projet

Montagne-Sèche

Le 1^{er} juin 2010, Innergex a émis un ordre de démarrage des travaux à l'intention du fournisseur des turbines et de l'entrepreneur général, lançant ainsi la phase de construction de ce parc éolien. À la fin du troisième trimestre de 2010, plus de 20 % des routes étaient construites, la préparation du site pour la sous-station était achevée et la mise en place du béton pour les fondations avait débuté. Au cours du prochain trimestre, la construction des routes et la mise en place du béton pour les fondations se poursuivront et l'érection de la sous-station débutera.

Au deuxième trimestre de 2010, la Société a reçu une offre de souscription d'un syndicat de prêteurs en vue du financement par emprunt à long terme du projet de Montagne-Sèche de 58,5 MW. Compte tenu du calendrier de décaissements, aucun prélèvement sur la facilité de crédit ne sera nécessaire avant le milieu de 2011. Étant donné l'amélioration des conditions du marché pour le financement de projets, Innergex a volontairement décidé d'attendre jusqu'à la fin de 2010 pour conclure une entente de crédit avec le prêteur. Innergex prévoit que le projet Montagne-Sèche sera complété avant le 1^{er} décembre 2011.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Gros-Morne, Phase I et II

Le 1^{er} juin 2010, Innergex a émis un ordre de démarrage des travaux à l'intention du fournisseur des turbines et de l'entrepreneur général, lançant ainsi la phase de construction de ces deux parcs éoliens. À la fin du troisième trimestre de 2010, plus de 50 % des routes étaient construites, la préparation du site pour la sous-station était achevée et la mise en place du béton pour les fondations avait débuté. Au cours du prochain trimestre, la construction de routes et la mise en place du béton pour les fondations se poursuivront et l'érection de la sous-station débutera.

Au deuxième trimestre de 2010, la Société a reçu une offre de souscription d'un syndicat de prêteurs en vue du financement par emprunt à long terme de ces projets. Par suite de l'émission des Actions privilégiées série A, Innergex a décidé de financer ces projets au moyen des fonds en caisse et de ses facilités de crédit rotatif d'un montant total de 170 M\$. Innergex prévoit que le projet Gros-Morne Phase I de 100,5 MW sera complété avant le 1^{er} décembre 2011 et que le projet Gros-Morne II le sera avant le 1^{er} décembre 2012.

Projets de développement (phase d'obtention des permis)

Nom du projet et emplacement	Puissance installée (MW)	Coûts totaux de construction		Date prévue de mise en service commercial
		Estimés (M\$)	Au 30 sept. 2010 (M\$)	
<i>HYDRO</i>				
Kwoiek Creek, C.-B. ¹	49,9	152,1	10,7	2013
Boulder Creek, C.-B. ²	23,0	84,0	0,1	2015
North Creek, C.-B. ²	16,0	71,0	0,3	2016
Upper Lillooet, C.-B. ²	74,0	260,0	2,0	2016

1. La Société détient une participation de 50 % dans ce projet.

2. La Société détient une participation de 66 ⅔ % dans ce projet.

Kwoiek Creek

La Société prévoit émettre un ordre de démarrage limité à l'intention de l'entrepreneur responsable de la conception, l'approvisionnement et la construction avant la fin de 2010, en vue du lancement de la phase de construction du projet hydroélectrique Kwoiek Creek de 49,9 MW. Les travaux de construction de cette centrale devraient être terminés en 2013.

Boulder Creek, North Creek et Upper Lillooet

Le 11 mars 2010, BC Hydro a annoncé que les projets hydroélectriques Boulder Creek, North Creek et Upper Lillooet, représentant un total de 113 MW et soumis en vertu de l'AO émis en 2008 par BC Hydro pour l'acquisition d'énergie propre, ont été retenus pour l'octroi de CAÉ, sous réserve de l'approbation de la British Columbia Utilities Commission. Le 3 juin 2010, le Clean Energy Act a été entériné par le parlement de la Colombie-Britannique, ce qui a mené à l'approbation de ces trois CAÉ. Ceux-ci ont permis à la Société de passer à la phase de développement. Les activités en cours se concentrent sur la consultation des parties prenantes, les demandes en vue de l'obtention des permis appropriés, l'analyse géotechnique aux fins de la ligne de transport et du tunnel et l'avant-projet sommaire. La Société prévoit que la mise en service commercial du projet Boulder Creek aura lieu en 2015 et celle des projets North Creek et Upper Lillooet en 2016. La Société a une participation de 66 ⅔ % dans ces trois nouveaux Projets en développement.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Projets potentiels

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette de plus de 2 000 MW (puissance brute de 2 100 MW), sont à l'étape préliminaire de leur développement. Certains Projets potentiels visent des AO futurs précis, tandis que d'autres pourront faire l'objet d'AO, de POS ou de Programmes de TRG futurs qui ne sont pas encore annoncés. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des Projets potentiels sera réalisé.

Le 6 juillet 2010, en partenariat avec les communautés locales, Innergex a présenté huit projets d'énergie éolienne de 24,6 MW chacun en réponse à l'AO de 250 MW d'Hydro-Québec Distribution relatif à des projets de parcs éoliens communautaires. Les CAÉ devraient être octroyés avant la fin de 2010.

Le 15 juillet 2010, BC Hydro a fait connaître ses recommandations de mises à jour et de modifications du POS, qui portent notamment sur des augmentations des prix et de la puissance autorisée (de 9,9 MW à 15,0 MW). Innergex évalue actuellement l'incidence de cette annonce car certains de ses Projets potentiels pourraient être éligibles aux termes du programme.

La notice annuelle révisée de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 et la Circulaire conjointe, toutes deux disponibles sur le site Web d'Innergex (www.innergex.com) ou sur SEDAR (www.sedar.com), présentent de l'information complémentaire au sujet des installations et des projets de la Société.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation de la Société pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 sont comparés aux résultats d'exploitation des périodes correspondantes de 2009. Du fait du Regroupement, selon les PCGR du Canada, les activités d'Innergex d'avant le regroupement sont prises en compte dans les résultats de la Société depuis le 30 mars 2010.

Néanmoins, dans l'intérêt du lecteur, les résultats de production pour la période de neuf mois qui suivent ont été ajustés pour inclure la production d'électricité de Glen Miller, Umbata Falls, Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek et Carleton pour la période de neuf mois complète.

Production

Dans son évaluation de ses résultats d'exploitation, la Société compare la production d'électricité réelle avec une moyenne à long terme propre à chaque centrale hydroélectrique et à chaque parc éolien. 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.

Pour définir la moyenne à long terme d'une installation de production d'énergie, des études sont réalisées par des ingénieurs indépendants. Ces études tiennent compte de plusieurs facteurs importants : les débits observés historiquement sur la rivière, la hauteur de chute, les débits réservés esthétiques et écologiques en ce qui concerne l'hydroélectricité, et les conditions de vent en ce qui concerne l'éolien. Les ingénieurs tiennent aussi compte de la topographie du site, de la puissance installée, des pertes de charge, des particularités opérationnelles, des entretiens, etc. Même si la production fluctuera d'une année à l'autre, sur une plus grande période, elle devrait se rapprocher de la moyenne à long terme prévue.

Production	Période d'exploitation Du 1 ^{er} juillet au 30 septembre 2010		Période d'exploitation Du 1 ^{er} juillet au 30 septembre 2009	
	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)	Production (MWh)	Moyenne à Long terme (MWh)
<i>HYDRO</i>				
Saint-Paulin	2 410	8 038	10 147	8 038
Windsor	6 840	5 628	6 869	5 628
Chaudière	15 043	17 642	27 024	17 642
Portneuf-1	11 645	11 525	11 811	11 525
Portneuf-2	19 474	19 264	19 734	19 264
Portneuf-3	12 043	11 913	12 196	11 913
Montmagny	823	1 044	1 418	1 044
Glen Miller	9 367	4 513	7 695	4 513
Umbata Falls ¹	4 496	10 444	17 200	10 444
Batawa	6 934	3 720	6 208	3 720
Rutherford Creek	77 953	80 000	72 102	80 000
Ashlu Creek	96 382	95 135	-	-
Fitzsimmons Creek ²	8 311	8 881	-	-
Horseshoe Bend	15 419	16 694	16 564	16 694
Total partiel	287 140	294 441	208 968	190 425
<i>ÉOLIEN</i>				
Baie-des-Sables ³	20 200	18 591	19 128	18 591
L'Anse-à-Valleau ³	20 339	16 533	20 101	16 533
Carleton ³	24 427	24 106	24 261	24 106
Total partiel	64 966	59 230	63 490	59 230
Total	352 106	353 671	272 458	249 655

1. Représente la participation de 49 % de la Société dans cette centrale.

2. Représente la participation de 66 ⅔ % de la Société dans cette centrale. Sur la base d'une participation de 100 %, la production s'est chiffrée à 12 467 MWh, la moyenne à long terme s'établissant à 13 321 MWh.

3. Représente la participation de 38 % de la Société dans ce parc éolien.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Les installations de la Société ont produit 352 106 MWh au troisième trimestre de 2010, soit moins de 1 % en deçà de la moyenne à long terme de 353 671 MWh. Ce niveau de production est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- des conditions hydrologiques inférieures à la moyenne à long terme aux centrales Saint-Paulin, Chaudière et Umbata Falls.

Ces conditions ont été partiellement contrebalancées par :

- des conditions hydrologiques supérieures à la moyenne à long terme aux centrales Windsor, Glen Miller et Batawa;
- un régime de vent supérieur à la moyenne à long terme aux parcs éoliens BDS et AAV.

Production	Période d'exploitation Du 1 ^{er} janvier au 30 septembre 2010		Période d'exploitation Du 1 ^{er} janvier au 30 septembre 2009	
	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)	Production (MWh)	Moyenne à Long terme (MWh)
<i>HYDRO</i>				
Saint-Paulin	23 228	31 004	37 147	31 004
Windsor	27 907	23 121	26 914	23 121
Chaudière	81 437	84 468	105 148	84 468
Portneuf-1	31 602	30 676	29 292	30 676
Portneuf-2	50 858	49 358	47 776	49 358
Portneuf-3	32 735	31 936	30 261	31 936
Montmagny	4 898	5 718	5 407	5 718
Glen Miller ¹	32 230	29 864	35 414	29 864
Umbata Falls ^{1,2}	18 185	37 272	41 449	37 272
Batawa	26 222	23 468	28 415	23 468
Rutherford Creek	149 280	154 700	127 479	154 700
Ashlu Creek ¹	203 971	214 003	-	-
Fitzsimmons Creek ^{3,4}	12 640	17 121	-	-
Horseshoe Bend	33 812	41 577	40 106	41 577
Total partiel	729 005	774 286	554 808	543 162
<i>ÉOLIEN</i>				
Baie-des-Sables ⁵	68 831	79 250	77 985	79 250
L'Anse-à-Valleau ⁵	74 262	77 581	79 048	77 581
Carleton ^{1,5}	87 928	90 397	95 796	90 397
Total partiel	231 021	247 228	252 829	247 228
Total	960 026	1 021 514	807 637	790 390

1. Ajustée pour inclure les résultats de la période de neuf mois au complet.

2. Représente la participation de 49 % de la Société dans cette centrale.

3. Représente la participation de 66 ⅔ % de la Société dans cette centrale. Sur la base d'une participation de 100 %, la production s'est chiffrée à 18 960 MWh, la moyenne à long terme s'établissant à 25 682 MWh.

4. Ajustée pour tenir compte de la période pendant laquelle la centrale était en service commercial, la mise en service ayant eu lieu le 26 janvier 2010.

5. Représente la participation de 38 % de la Société dans ce parc éolien.

Les installations de la Société ont produit 960 026 MWh pendant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, soit un niveau de 6 % inférieur à la moyenne à long terme de 1 021 514 MWh. Ce niveau de production est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- des conditions hydrologiques inférieures à la moyenne à long terme aux centrales Saint-Paulin, Umbata Falls, Rutherford Creek, Fitzsimmons Creek et Horseshoe Bend;
- l'inspection du tunnel et les mesures correctives mises en œuvre à la centrale Ashlu Creek qui ont nécessité l'arrêt de la production du 28 février au 17 avril 2010;
- des régimes de vent inférieurs à la moyenne à long terme au parc éolien BDS;
- l'arrêt de la production des parcs éoliens AAV et CAR pendant cinq jours en janvier 2010, arrêt causé par une accumulation de glace sur la ligne de transport d'Hydro-Québec, qui a nécessité l'intervention de cette dernière.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Ces manques à gagner ont été partiellement contrebalancés par des conditions hydrologiques propices aux centrales Windsor, Glen Miller et Batawa.

Les trois centrales Portneuf sont exemptes des variations hydrologiques annuelles en raison des clauses d'« énergie virtuelle » qui font partie intégrante des CAÉ à long terme conclus avec Hydro-Québec, mais elles doivent demeurer opérationnelles pour recevoir une compensation financière. Ces clauses ont été incluses pour compenser la dérivation partielle, par Hydro-Québec, du débit de l'eau autrefois disponible pour ces trois centrales.

La performance globale des installations de la Société au cours des périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydrologique et éolienne, aucun actif ne représentant à lui seul plus de 20 % de la production totale prévue pour une année.

Résultats d'exploitation	Période de	Période de	Période de	Période de
	trois mois	trois mois	neuf mois	neuf mois
	terminée le 30	terminée le 30	terminée le 30	terminée le 30
	sept. 2010	sept. 2009	sept. 2010	sept. 2009
	\$	\$	\$	\$
Produits d'exploitation bruts	24 716	14 982	63 091	45 442
Charges d'exploitation	3 299	2 178	8 451	6 182
Rémunération à base d'actions	126	-	203	-
Frais généraux et administratifs	1 097	884	4 006	2 695
Charges liées aux projets potentiels	440	-	1 202	-
BAIIA	19 754	11 920	49 229	36 565
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	6 373	3 318	16 256	9 965
Gain net réalisé sur instruments financiers dérivés	-	-	(555)	-
Gain de change réalisé	(49)	(105)	(26)	(160)
Autres produits nets	(11)	(35)	(10)	(101)
Amortissement	8 555	5 330	22 621	15 998
Perte nette non réalisée (gain net non réalisé) sur instruments financiers dérivés	20 098	793	36 240	(10 978)
Charge liée à un accord de redevances	-	-	983	-
Perte de change non réalisée (gain de change non réalisé)	(8)	(162)	(6)	(298)
(Économie) charge d'impôts	(4 300)	(53)	(8 347)	2 933
(Perte nette) bénéfice net	(10 904)	2 834	(17 927)	19 206

Produits

La Société a enregistré des produits d'exploitation bruts de 24,7 M\$ au troisième trimestre de 2010 (15,0 M\$ en 2009). Ce résultat s'explique par les produits supplémentaires découlant du Regroupement (10,7 M\$), partiellement contrebalancés par une diminution des produits tirés des actifs du Fonds avant le regroupement (incidence négative de 1,0 M\$).

La Société a enregistré des produits d'exploitation bruts de 63,1 M\$ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 (45,4 M\$ en 2009). Ce résultat s'explique principalement par les produits supplémentaires découlant du Regroupement (19,7 M\$), partiellement contrebalancés par une diminution des produits tirés des actifs du Fonds avant le regroupement (incidence négative de 2,0 M\$). Comme il a déjà été mentionné dans le présent rapport de gestion, les produits tirés des actifs d'Innergex d'avant le regroupement sont inclus depuis le 30 mars 2010.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Charges

Les frais d'exploitation sont constitués principalement de salaires des opérateurs, de droits d'utilisation de l'eau, de redevances, de primes d'assurance, d'impôts fonciers et de frais d'entretien et de réparation.

Au troisième trimestre de 2010, la Société a constaté des charges d'exploitation de 3,3 M\$ liées à l'exploitation des installations de production d'énergie (2,2 M\$ en 2009). Cette augmentation était prévue et est le résultat du Regroupement qui a fait que la Société a exploité un plus grand nombre d'installations en 2010 par rapport à 2009. Cette situation explique également l'accroissement des charges d'exploitation pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, au cours de laquelle la Société a comptabilisé des charges d'exploitation de 8,5 M\$ (6,2 M\$ en 2009).

La rémunération à base d'actions a trait à l'amortissement de la juste valeur des options attribuées en décembre 2007, concurrentement au premier appel public à l'épargne d'Innergex d'avant le regroupement, et en juin 2010 sous la nouvelle structure d'entreprise. La rémunération à base d'actions hors trésorerie s'est élevée à 0,1 M\$ et 0,2 M\$, respectivement, pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 (néant en 2009).

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 1,1 M\$ et 4,0 M\$, respectivement, pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 (0,9 M\$ et 2,7 M\$ respectivement en 2009). Ces augmentations sont attribuables à la taille plus grande de la Société par suite du Regroupement.

Les charges liées aux Projets potentiels comprennent les coûts liés au développement des Projets potentiels. De telles charges n'étaient pas engagées par le Fonds avant le Regroupement. Par conséquent, les charges liées aux projets potentiels se sont chiffrées à 0,4 M\$ et 1,2 M\$, respectivement, pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010 (néant en 2009).

Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles

La Société a engagé des frais d'intérêts de 6,4 M\$ au troisième trimestre de 2010 (3,3 M\$ en 2009). L'augmentation est attribuable à l'émission de Débetures convertibles et à l'accroissement de la dette à long terme découlant du Regroupement.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, les frais d'intérêts ont atteint 16,3 M\$ (10,0 M\$ en 2009). L'augmentation est attribuable à l'émission de Débetures convertibles, à l'accroissement de la dette à long terme découlant du Regroupement et à la radiation de frais financiers reportés de 0,6 M\$ découlant du refinancement de la facilité de crédit bancaire du Fonds.

Au 30 septembre 2010, la totalité de la dette réelle de la Société, incluant les Débetures convertibles et une partie des prélèvements futurs prévus, était à taux fixe ou faisait l'objet d'une couverture contre les mouvements de taux d'intérêt (92 % au 30 septembre 2009). Ainsi, le taux d'intérêt moyen effectif de la dette et des Débetures convertibles de la Société était de 6,02 % à cette date (5,62 % au 30 septembre 2009). Cette augmentation résulte du Regroupement et du swap se rapportant à la dette à long terme liée au projet Ashlu qui a pris effet le 30 septembre 2010. Voir la rubrique « Instruments financiers dérivés et gestion des risques » pour plus de détails.

Instruments financiers dérivés

La Société utilise des instruments financiers dérivés (principalement des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt) pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme, protégeant ainsi la valeur économique de ses projets. Innergex compte aussi des instruments financiers 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. Elle ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins de spéculation.

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, la Société n'a comptabilisé aucun gain ni aucune perte réalisé sur instruments financiers dérivés (idem en 2009). Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la Société a comptabilisé un gain réalisé de 0,6 M\$ (néant en 2009) sur instruments financiers dérivés, en raison du règlement, le 29 avril 2010, d'un swap de taux d'intérêt décroissant différé de 110,0 M\$ lié à la centrale Ashlu Creek.

Pour le troisième trimestre de 2010, la Société a enregistré une perte nette non réalisée de 20,1 M\$ sur instruments financiers dérivés (0,8 M\$ en 2009), en raison principalement de la baisse des taux d'intérêt de référence pour les échéances à long terme depuis la fin du deuxième trimestre de 2010. Cette perte n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la Société a enregistré une perte nette non réalisée de 36,2 M\$ (gain net non réalisé de 11,0 M\$ en 2009) sur instruments financiers dérivés, en raison principalement de la baisse des taux d'intérêt de référence pour les échéances à long terme depuis la fin de 2009. Cette perte n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société.

Amortissement

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010, la dotation aux amortissements a totalisé 8,6 M\$ et 22,6 M\$, respectivement (5,3 M\$ et 16,0 M\$, respectivement, en 2009). Les variations sont attribuables à l'accroissement des actifs découlant du Regroupement et à l'amortissement de la garantie prolongée du parc éolien AAV qui est entrée en vigueur en décembre 2009.

Charge liée à un accord de redevances

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la Société a enregistré une charge liée à un accord de redevances de 1,0 M\$ (néant en 2009) en raison de l'annulation présumée d'un contrat par suite du Regroupement. En application des PCGR du Canada, le Fonds a passé en charges l'engagement qu'il avait auprès d'Innergex d'avant le regroupement depuis 2005. Au cours de cet exercice, une filiale de la Société a vendu au Fonds la centrale hydroélectrique Rutherford Creek. L'entité propriétaire de l'actif, Rutherford Creek Power L.P., avait alors accepté de verser des redevances à cette filiale suivant l'expiration ou la résiliation du CAÉ de Rutherford Creek en 2024, à condition que soient atteints certains seuils de produits. Cette charge n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société, car elle est réputée avoir été payée par l'émission d'actions.

Charge d'impôts

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010, Innergex a enregistré des économies d'impôts de 4,3 M\$ et 8,3 M\$, respectivement (économies d'impôts de 0,1 M\$ et charges d'impôts de 2,9 M\$, respectivement, en 2009), en raison principalement des pertes nettes non réalisées sur instruments financiers dérivés. Avant le Regroupement, la structure de fiducie de revenu du Fonds réduisait au minimum les impôts sur les bénéfices. Par suite du Regroupement et de la conversion du Fonds en société par actions, Innergex est maintenant imposable bien qu'elle puisse bénéficier du portefeuille considérable de bases fiscales d'Innergex d'avant le regroupement et de l'importante déduction pour amortissement disponible qui en résulte pour réduire les impôts exigibles.

Résultat net

La Société a enregistré une perte nette et un résultat étendu de 10,9 M\$ (perte nette – résultat de base et dilué de 0,19 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2010. Pour la période correspondante de 2009, Innergex a constaté un bénéfice net et un résultat étendu de 2,8 M\$ (bénéfice net – résultat de base et dilué de 0,07 \$ par action). Cette variation est attribuable en grande partie à :

- une augmentation de 7,8 M\$ du BAIIA;
- une variation favorable de 4,2 M\$ des impôts sur les bénéfices.

Ces facteurs ont été plus que contrebalancés par :

- une augmentation de 3,1 M\$ des frais d'intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles;
- une hausse de 3,2 M\$ de l'amortissement;
- une variation négative de 19,3 M\$ de la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la Société a enregistré une perte nette et un résultat étendu de 17,9 M\$ (perte nette – résultat de base et dilué de 0,33 \$ par action). Pour la période correspondante de 2009, Innergex a constaté un bénéfice net et un résultat étendu de 19,2 M\$ (bénéfice net – résultat de base et dilué de 0,45 \$ par action). Cette variation est attribuable en grande partie à :

- une augmentation de 12,7 M\$ du BAIIA;
- une variation favorable de 11,3 M\$ des impôts sur les bénéfices.

Ces facteurs ont été plus que contrebalancés par :

- une augmentation de 6,3 M\$ des frais d'intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles;
- une hausse de 6,6 M\$ de l'amortissement;
- une variation négative de 47,2 M\$ de la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés;
- une charge liée à un accord de redevances de 1,0 M\$.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010, les résultats par action de base et dilués ont été calculés en fonction d'un nombre moyen pondéré de 59 532 606 et 54 180 928 actions ordinaires en circulation, respectivement. Conformément aux PCGR du Canada, toutes les options d'achat d'actions étaient antidilutives durant les périodes concernées. À l'égard de 1 034 000 options, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché était inférieur au prix de levée. L'inclusion des 808 024 options restantes aurait entraîné une perte par action ordinaire moins élevée. Les Débentures convertibles étaient également antidilutives. Pour les périodes correspondantes terminées le 30 septembre 2009, les résultats par action avaient été calculés en fonction d'un nombre moyen pondéré de 42 930 243 actions ordinaires en circulation. Il n'y avait aucune Débenture convertible ni aucune option en circulation pendant ces périodes en 2009.

Au 30 septembre 2010, la Société avait un total de 59 532 606 actions ordinaires, 80 500 Débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées série A et 1 842 024 options d'achat d'actions en circulation, comparativement à 42 930 243 actions ordinaires en circulation au 31 décembre 2009.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Au cours du troisième trimestre de 2010, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont totalisé 15,4 M\$ (10,3 M\$ en 2009). Cette variation est principalement attribuable à l'augmentation de 7,8 M\$ du BAIIA, partiellement contrebalancée par la hausse de 3,1 M\$ des intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont totalisé 12,5 M\$ (30,0 M\$ en 2009). Cette variation est principalement attribuable à la baisse de 27,3 M\$ de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et à une augmentation de 6,3 M\$ des intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles, partiellement contrebalancées par la hausse de 12,7 M\$ du BAIIA. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement provient principalement du Regroupement qui a entraîné des effets négatifs causés par des augmentations des débiteurs (6,6 M\$) et des charges payées d'avance et autres (3,1 M\$) et une diminution des créditeurs et charges à payer (17,5 M\$) par rapport à la période correspondante de 2009.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le troisième trimestre de 2010, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont totalisé 17,9 M\$ (8,0 M\$ affectés en 2009). Ce résultat s'explique par l'émission des Actions privilégiées série A pour un produit net de 82,3 M\$ (néant en 2009) et une augmentation de 26,1 M\$ de la dette à long terme (néant en 2009). Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par des remboursements de 81,7 M\$ de la dette à long terme (0,6 M\$ en 2009) et les dividendes de 8,8 M\$ versés aux actionnaires (distributions versées aux anciens porteurs de parts de 7,4 M\$ en 2009).

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 36,9 M\$ (24,0 M\$ en 2009). Ce résultat s'explique par l'émission des Actions privilégiées série A pour un produit net de 82,3 M\$ (néant en 2009), des remboursements nets de 87,8 M\$ de la dette à long terme (1,9 M\$ en 2009), un remboursement de 12,9 M\$ de l'emprunt bancaire (néant en 2009), les dividendes de 8,8 M\$ versés aux actionnaires et les distributions versées aux anciens porteurs de parts de 9,7 M\$ (22,1 M\$ en 2009).

La diminution nette de 87,8 M\$ de la dette à long terme (déduction faite des frais de financement reportés) découle de l'émission des Actions privilégiées série A, du Regroupement et du refinancement de la facilité de crédit bancaire du Fonds ainsi que de ses facilités 1, 2 et 3 et de la facilité de crédit renouvelable d'Innergex d'avant le regroupement. Pour de plus amples renseignements sur ce refinancement, veuillez vous reporter aux rubriques « Utilisation du produit du financement » et « Dette à long terme » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la Société pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010 ont donné lieu à un décaissement net total de 22,0 M\$ (encaissement de 0,7 M\$ en 2009). La trésorerie acquise concurrentement au Regroupement a représenté un décaissement de 1,7 M\$. Pour la période correspondante de 2009, la trésorerie nette liée aux acquisitions d'entreprises a représenté un encaissement de 0,6 M\$. Au troisième trimestre de 2010, les acquisitions nettes d'immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 17,8 M\$ (0,1 M\$ en 2009), les ajouts aux frais de développement liés aux projets un décaissement de 1,0 M\$ (néant en 2009), les augmentations d'un prêt à court terme à un partenaire un décaissement de 1,0 M\$ (néant en 2009) et les investissements nets dans les réserves un décaissement de 0,3 M\$ (encaissement de 0,2 M\$ en 2009).

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la Société pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 ont donné lieu à un encaissement net total de 52,8 M\$ (décaissement de 1,6 M\$ en 2009). La trésorerie acquise concurremment au Regroupement a représenté un encaissement de 83,1 M\$. Pour la période correspondante de 2009, la trésorerie nette liée aux acquisitions d'entreprises a représenté un encaissement de 0,6 M\$. Au cours des trois premiers trimestres de 2010, les acquisitions nettes d'immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 19,6 M\$ (1,8 M\$ en 2009), les ajouts aux frais de développement liés aux projets un décaissement de 7,4 M\$ (néant en 2009), les augmentations d'un prêt à court terme à un partenaire un décaissement de 1,0 M\$ (néant en 2009) et les investissements nets dans les réserves un décaissement de 1,9 M\$ (0,5 M\$ en 2009).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La Société a généré 11,3 M\$ en trésorerie et équivalents de trésorerie au troisième trimestre de 2010 (3,1 M\$ en 2009), en raison surtout de l'émission des Actions privilégiées série A.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la Société a généré 28,4 M\$ en trésorerie et équivalents de trésorerie (4,4 M\$ en 2009), en raison surtout du Regroupement et de l'émission des Actions privilégiées série A.

Au 30 septembre 2010, la Société détenait 37,7 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (13,1 M\$ au 30 septembre 2009).

Dividendes aux actionnaires privilégiés

Le 8 novembre 2010, la Société a déclaré un dividende de 0,42123 \$ par action privilégiée payable le 17 janvier 2011 aux actionnaires privilégiés inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2010.

Dividendes aux actionnaires ordinaires

Le 12 août 2010, la Société a déclaré un dividende de 0,1450 \$ par action ordinaire payable le 15 octobre 2010 aux actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2010.

Le 8 novembre 2010, la Société a déclaré un dividende de 0,1450 \$ par action ordinaire payable le 17 janvier 2011 aux actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2010.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Utilisation du produit du financement

Utilisation du produit du financement	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2010	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2009	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2010	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2009
	\$	\$	\$	\$
Produit de l'émission d'actions privilégiées	85 000		85 000	
Produit de l'émission de dette à long terme	26 100	-	116 820	-
Produit du financement	111 100	-	201 820	-
Acquisition d'entreprises, déduction faite de la trésorerie acquise :				
IHI Hydro inc.	-	636	-	636
Innergex d'avant le regroupement	(1 673)	-	83 131	-
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(18 108)	(101)	(19 923)	(1 804)
Acquisitions d'actifs incorporels	(199)	-	(267)	-
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(950)	-	(7 407)	-
Acquisitions d'autres actifs à long terme	(18)	-	(96)	-
Prêt à court terme à un partenaire	(1 000)	-	(1 000)	-
Fonds investis dans la réserve hydrologique financés à partir de la dette à long terme	-	-	(2 016)	-
Refinancement de la dette à long terme	-	-	(119 806)	-
Frais de financement et d'émission	(2 697)	-	(4 411)	-
Annulation de la facilité de crédit renouvelable	-	-	(12 900)	-
Remboursements de la dette à long terme	(81 679)	(647)	(83 111)	(1 906)
Utilisation du produit du financement	(106 324)	(112)	(167 806)	(3 074)
Augmentation (réduction) du fonds de roulement	4 776	(112)	34 014	(3 074)

Au troisième trimestre de 2010, la Société a émis les Actions privilégiées série A pour un produit brut total de 85,0 M\$. Pour de plus amples renseignements sur cette émission, veuillez vous reporter à la rubrique « Actions privilégiées » du présent rapport de gestion. La Société a également emprunté 26,1 M\$ pendant le trimestre. Le produit de ces opérations a été utilisé principalement pour financer la construction et le développement de projets de production d'électricité (total de 18,1 M\$) et pour rembourser la dette à long terme (81,7 M\$). Pendant le trimestre correspondant de 2009, la Société a ajusté le prix d'acquisition de IHI Hydro inc. de 0,6 M\$, a investi 0,1 M\$ dans les immobilisations corporelles et a remboursé 0,6 M\$ sur sa dette à long terme.

Pendant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la Société a émis les Actions privilégiées série A pour un produit brut total de 85,0 M\$ et a emprunté 116,8 M\$. Le produit de ces opérations a été utilisé principalement pour financer la construction et le développement de projets de production d'électricité (total de 27,7 M\$), pour financer la réserve hydrologique de la centrale Ashlu Creek (2,0 M\$) et pour rembourser la dette à long terme (83,1 M\$).

Dans le cadre du Regroupement, la Société a refinancé la facilité de crédit bancaire du Fonds et les facilités 1, 2 et 3, desquelles 119,8 M\$ étaient prélevés et elle a annulé sa facilité de crédit renouvelable de laquelle 12,9 M\$ étaient prélevés en mettant en place la Facilité de crédit d'exploitation (engagement de 117,4 M\$) et la Facilité BDS (engagement de 52,6 M\$) pour un montant total de 170,0 M\$. La Société a affecté la trésorerie nette acquise de 83,1 M\$ auprès d'Innergex d'avant le regroupement à la réduction des tirages.

Pendant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, la Société avait ajusté le prix d'acquisition de IHI Hydro inc. de 0,6 M\$, investi 1,8 M\$ dans les immobilisations corporelles et remboursé 1,9 M\$ sur sa dette à long terme.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

SITUATION FINANCIÈRE

Actif

Au 30 septembre 2010, l'actif total de la Société s'établissait à 913,7 M\$ (508,1 M\$ au 31 décembre 2009). Cette augmentation est attribuable au Regroupement. Le Regroupement a surtout eu une incidence sur les éléments suivants :

- les immobilisations corporelles, qui ont augmenté de 334,2 M\$ à 608,9 M\$;
- les actifs incorporels, qui ont augmenté de 119,4 M\$ à 179,3 M\$.

Fonds de roulement

À la fin du troisième trimestre de 2010, le fonds de roulement était positif de 14,1M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,30:1,00. À la fin de 2009, le fonds de roulement était négatif à 0,7 M\$ avec un ratio de fonds de roulement de 0,97:1. L'amélioration du ratio du fonds de roulement au cours des neuf derniers mois est principalement attribuable à une hausse de la trésorerie et de ses équivalents résultant de l'émission des Actions privilégiées série A et des Débentures convertibles et d'une augmentation des débiteurs. Ces deux éléments ont été partiellement contrebalancés par une augmentation des créditeurs et charges à payer, des dividendes payables aux actionnaires ainsi que de la partie échéant à moins d'un an de la dette à long terme qui découle du Regroupement.

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 de crédit d'exploitation et sa Facilité de crédit rotatif BDS. Au 30 septembre 2010, 13,9 M\$ US et 10,0 M\$ avaient été prélevés sur ces facilités de crédit à titre d'avances de fonds et 20,0 M\$ avaient été affectés pour l'émission de lettres de crédit. La partie inutilisée et disponible combinée de la Facilité de crédit d'exploitation et de la Facilité de crédit rotatif BDS s'établissait par conséquent à 125,6 M\$ à cette date.

Les débiteurs ont augmenté en raison du Regroupement, passant de 6,2 M\$ au 31 décembre 2009 à 13,8 M\$ au 30 septembre 2010.

Les créditeurs et charges à payer se sont hissés de 9,6 M\$ au 31 décembre 2009 à 19,9 M\$ à la fin du troisième trimestre de 2010 en raison du Regroupement. Ils se composent principalement de comptes fournisseurs et de retenues de garantie au titre des projets Montagne-Sèche, Gros-Morne, Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek et Carleton.

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif à court terme ont augmenté pour passer de 5,4 M\$ au 31 décembre 2009 à 8,9 M\$ au 30 septembre 2010. Cette variation est principalement attribuable au Regroupement.

La tranche à court terme de la dette à long terme, qui totalise, 9,2 M\$, porte sur les facilités de crédit liées à L'Anse-à-Valleau, Hydro-Windsor, Glen Miller, Umbata Falls, Carleton, Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Comptes de réserve

Ventilation des comptes de réserve	30 septembre 2010	31 décembre 2009
	\$	\$
Réserve pour nivellement	494	1 064
Réserve hydrologique / éolienne	16 838	10 598
Réserve pour réparations majeures	4 128	3 728
Total	21 460	15 390

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

- 1) La réserve pour nivellement, qui a été établie afin de niveler la contribution monétaire provenant des centrales pour payer les dividendes.
- 2) La réserve 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. L'augmentation de cette réserve depuis le 31 décembre 2009 résulte principalement du Regroupement et du financement initial de la réserve hydrologique de la centrale Ashlu Creek pendant le deuxième trimestre de 2010 (2,0 M\$).
- 3) La réserve pour réparations majeures, qui a pour objectif de 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 hydrologique / éolienne et de réserve pour réparations majeures pourrait être soumise à des restrictions découlant de conventions de crédit.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement des projets hydroélectriques et des parcs éoliens qui sont soit en exploitation, soit en construction. La valeur de ces projets est enregistrée au coût et amortie selon la méthode d'amortissement linéaire compte tenu de leur vie utile estimée lors de leur mise en service commercial. La Société possédait des immobilisations corporelles de 608,9 M\$ au 30 septembre 2010, comparativement à 334,2 M\$ au 31 décembre 2009. Cette augmentation découle principalement du Regroupement.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels comprennent différents permis, licences et contrats, ainsi que la garantie prolongée des turbines des parcs éoliens BDS, AAV et CAR. La Société possédait des actifs incorporels de 179,3 M\$ au 30 septembre 2010, soit une augmentation par rapport à 119,4 M\$ au 31 décembre 2009 attribuable au Regroupement. À l'exception de 4,0 M\$ associés à la garantie prolongée relative aux parcs éoliens, les actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de 11 à 40 ans à compter de la mise en service commercial 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 pour lesquels un CAÉ a été signé ainsi que les coûts liés à l'acquisition de Projets potentiels. Lorsqu'un projet arrive à la phase de construction, ces frais sont virés soit aux immobilisations corporelles, soit aux actifs incorporels, selon leur nature. Au 30 septembre 2010, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 15,7 M\$ (néant au 31 décembre 2009). Avant le Regroupement, le Fonds ne se livrait à aucune activité de développement et n'engageait donc pas de frais de développement liés à des projets.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition de la Société s'établissait à 8,3 M\$ au 30 septembre 2010 (idem au 31 décembre 2009). Selon l'évaluation préliminaire de l'allocation du prix d'acquisition d'Innergex d'avant le regroupement, aucun montant n'a été attribué à l'écart d'acquisition.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Dettes à long terme

Au 30 septembre 2010, la dette à long terme s'établissait à 344,3 M\$ (224,6 M\$ au 31 décembre 2009). L'augmentation s'explique principalement par le Regroupement, la construction des parcs éoliens Montagne-Sèche et Gros-Morne et le paiement des retenues de garantie pour le projet Ashlu Creek.

Dettes à long terme	30 septembre 2010	31 décembre 2009
	\$	\$
Facilité de crédit d'exploitation (i)		
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013	-	-
Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US, renouvelables jusqu'en mars 2013	14 303	-
Facilité de crédit rotatif BDS (ii)		
Avances au taux préférentiel renouvelables jusqu'en mars 2013	-	-
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013	10 000	-
Facilité 1		
Avances au taux préférentiel renouvelables jusqu'en mai 2013	-	93
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mai 2013	-	51 200
Avances au taux LIBOR, 5 000 \$ US renouvelables jusqu'en mai 2013	-	5 255
Facilité 2		
Avances au taux LIBOR, 8 873 \$ US renouvelables jusqu'en mai 2013	-	9 325
Facilité 3		
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mai 2013	-	52 600
Emprunts à terme		
Hydro-Windsor, emprunt à terme, taux fixe, échéant en 2016; (iii)	6 034	6 590
Rutherford Creek, emprunt à terme, taux fixe, échéant en 2024; (iv)	50 000	50 000
AAV, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2026; (v)	48 447	50 067
Glen Miller, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2013; (vi)	14 750	-
Umbata Falls, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2014; (vii)	24 459	-
CAR, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2013; (viii)	50 180	-
Ashlu Creek, emprunt à terme, taux variable; (ix)	104 821	-
Fitzsimmons Creek, emprunt pour la construction, taux variable; (x)	22 566	-
Kwoiek Creek, emprunt à terme subordonné, taux fixe; (xi)	150	-
Frais de financement reportés	(1 460)	(569)
	344 250	224 561
Tranche de la dette échéant à moins d'un an	(9 163)	(2,758)
	335 087	221 803

En parallèle avec le Regroupement, la facilité de crédit bancaire et les facilités 1, 2 et 3 ont été remboursées, annulées et remplacées par la Facilité de crédit d'exploitation et la Facilité BDS. Les deux facilités viennent à échéance en mars 2013. Elles ont donné lieu à des frais de financement de 1,6 M\$ qui ont été imputés à la dette à long terme et seront amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée prévue des emprunts correspondants.

Le 30 septembre 2010, la Société a modifié la Facilité BDS en convertissant cette facilité de crédit de 52,6 millions \$ d'un prêt à terme en une facilité de crédit rotatif.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

L'encours de la dette de la Société au 30 septembre 2010 était réparti de la façon suivante :

- i) Une facilité de crédit rotatif de 117,4 M\$, garantie par une hypothèque de premier rang portant sur les éléments d'actif d'Innergex et par diverses sûretés fournies par certaines de ses filiales. La facilité parviendra à échéance en 2013 et elle n'est pas amortie. Les avances accordées en vertu de cette facilité prennent la forme d'acceptations bancaires, d'avances au taux préférentiel, d'avances au taux de base aux États-Unis, d'avances au taux LIBOR ou de lettres de crédit. Quelle que soit la forme prise par les avances, l'intérêt est fonction du taux de référence en vigueur, majoré d'une marge établie en fonction du ratio dette de premier rang consolidée / BAIIA ajusté d'Innergex. Au 30 septembre 2010, un montant de 14,3 M\$ était exigible en vertu de cette facilité et un montant de 20,0 M\$ était engagé pour l'émission de lettres de crédit. La portion inutilisée et disponible de la Facilité de crédit d'exploitation totalisait donc 83,0 M\$. Également au 30 septembre 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 3,28 % sur les avances au taux LIBOR de 14,3 M\$;
- ii) Une facilité de crédit rotatif de 52,6 M\$ garantie par une sûreté fournie par Innergex et par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien BDS. La facilité parviendra à échéance en 2013 et elle n'est pas amortie. Les avances accordées en vertu de cette facilité prennent la forme d'acceptations bancaires, d'avances au taux préférentiel, d'avances au taux de base aux États-Unis ou d'avances au taux LIBOR. Quelle que soit la forme prise par les avances, l'intérêt est fonction du taux de référence en vigueur, majoré d'une marge établie en fonction du ratio dette de premier rang consolidée / BAIIA ajusté d'Innergex. Au 30 septembre 2010, un montant de 10,0 M\$ était payable aux termes de cette facilité; la portion inutilisée et disponible de la Facilité de crédit rotatif BDS s'établissait donc à 42,6 M\$. Également au 30 septembre 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 7,02 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- iii) Lors de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Hydro-Windsor en 2004, la Société a pris en charge une dette de 8,3 M\$ portant intérêts à taux fixe de 11,7 % jusqu'à son échéance en décembre 2016. La dette a été comptabilisée à un montant de 9,9 M\$, soit sa juste valeur marchande au 27 avril 2004, à un taux d'intérêt fixe effectif de 8,25 %. La dette est remboursable par des versements mensuels de capital et d'intérêts de 105 399 \$. Cette dette est garantie par la centrale hydroélectrique Hydro-Windsor;
- iv) Dans le cadre de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Rutherford Creek en 2005, la Société a pris en charge une dette de 50,0 M\$ portant intérêts à taux fixe de 6,88 % jusqu'à son échéance en juin 2024. Cette dette est garantie par la centrale hydroélectrique Rutherford Creek. La dette est remboursable à partir du 1^{er} juillet 2012 par des versements mensuels d'intérêts et de capital de 510 916 \$;
- v) Dans le cadre de l'acquisition d'une participation de 38 % dans le parc éolien AAV en 2007, la Société a pris en charge une dette de 54,5 M\$ échéant en 2026. Cette dette est garantie par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien AAV. Elle est remboursable par des versements trimestriels croissants de 0,5 M\$ en 2010 à 1,2 M\$ en 2026 selon un calendrier d'amortissement déterminé. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge de crédit applicable. Au 30 septembre 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 5,93 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- vi) Dans le cadre du Regroupement, la Société a pris en charge un emprunt à terme sans recours de 15,3 M\$ garanti par la centrale hydroélectrique Glen Miller et échéant en 2013. Cet emprunt est remboursé au rythme de 250 000 \$ par trimestre. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 30 septembre 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 5,68 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;
- vii) Dans le cadre du Regroupement, la Société a pris en charge un emprunt à terme sans recours de 24,8 M\$ (représentant la participation de 49% de la Société dans cette centrale) échéant en 2014. Cet emprunt est garanti par la participation de 49 % de la Société dans la centrale hydroélectrique Umbata Falls. Les remboursements de capital sont basés sur une période d'amortissement de 25 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 30 septembre 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 5,11 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

- viii) Dans le cadre du Regroupement, la Société a pris en charge un emprunt à terme sans recours de 50,9 M\$ échéant en 2013 et garanti par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien Carleton. Cet emprunt a été comptabilisé à sa juste valeur marchande de 51,7 M\$ au 29 mars 2010. L'emprunt est amorti sur une période de 18,5 ans et il porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 30 septembre 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 4,82 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- ix) Dans le cadre du Regroupement, la Société a pris en charge un emprunt pour la construction sans recours de 100,4 M\$, qui a été comptabilisé à sa juste valeur marchande de 95,6 M\$ au 29 mars 2010. En juillet 2010, la Société a effectué un prélèvement final, portant le prélèvement total à une juste valeur de marché de 105,2 M\$. Parallèlement à ce dernier prélèvement, l'emprunt pour la construction a été converti en emprunt à terme échéant en 2025. L'emprunt est garanti par la centrale hydroélectrique Ashlu Creek. Les remboursements de capital ont commencé le 30 septembre 2010 et sont basés sur une période d'amortissement de 25 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel majoré d'une marge applicable. Au 30 septembre 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 6,23 %.
- x) Dans le cadre du Regroupement, la Société a pris en charge un emprunt pour la construction sans recours de 17,1 M\$ qui a été comptabilisé à sa juste valeur marchande de 19,6 M\$ au 29 mars 2010. Au deuxième trimestre de 2010, un montant supplémentaire de 3,0 M\$ a été prélevé de cet emprunt. L'emprunt est garanti par la centrale hydroélectrique Fitzsimmons Creek et vient à échéance cinq ans après sa conversion en un emprunt à terme. Les remboursements de capital commenceront lors de la conversion et seront basés sur une période d'amortissement de 30 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 30 septembre 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 7,76 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;
- xi) Dans le cadre du Regroupement, la Société a pris en charge un emprunt à terme subordonné sans recours de 0,2 M\$ contracté auprès du partenaire de la Société par Kwoiek Creek Resources Limited Partnership (« KCRLP »), responsable du projet hydroélectrique Kwoiek Creek. Aux termes des ententes liées au projet, les deux partenaires peuvent participer au financement du projet. L'apport de la Société est plafonné à 20,0 M\$ et celui de son partenaire à 3,0 M\$. L'emprunt porte intérêt au taux de 20 % pendant la phase de développement et de 14 % pendant celles de la construction et de l'exploitation. Le prêt à terme subordonné sans recours consenti par la Société à KCRLP, qui est éliminé dans le cadre de la consolidation des états financiers, s'élevait à 9,6 M\$ au 30 septembre 2010.

Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit ou CAÉ conclus par plusieurs filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations. Depuis le début de l'exercice 2010, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit et CAÉ.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Débetures convertibles

Dans le cadre du Regroupement, la Société a émis les Débetures convertibles représentant un notionnel total de 80,5 M\$. Le produit net a été utilisé principalement pour effectuer des remboursements de la dette à long terme en vertu de la Facilité de crédit d'exploitation ainsi que pour le règlement des contrats à terme sur obligations liés au projet Ashlu Creek. Au 30 septembre 2010, la composante capitaux empruntés des débetures convertibles s'établissait à 79,3 M\$ et la composante capitaux propres à 1,8 M\$ (néant dans les deux cas au 31 décembre 2009).

Les Débetures convertibles portent intérêt au taux de 5,75 % par année et viennent à échéance le 30 avril 2017. Chaque Débenture convertible peut être convertie en actions ordinaires de la Société au gré du porteur en tout temps avant la date la plus rapprochée entre le 30 avril 2017 et la date précisée par la Société pour le rachat des Débetures convertibles au prix de conversion de 10,65 \$ l'action ordinaire (le « Prix de conversion »). La Société ne peut racheter les Débetures convertibles qu'après le 30 avril 2013, sauf dans certaines situations à la suite d'un changement de contrôle. Après le 30 avril 2013, mais avant le 30 avril 2015, la Société peut racheter les Débetures convertibles, en totalité ou en partie, de temps à autre. Un tel rachat se réaliserait à un prix égal au capital majoré des intérêts courus et à payer à la date de l'achat, pourvu que le cours moyen pondéré selon le volume des actions ordinaires en vigueur au TSX pendant les 20 jours de bourse consécutifs se terminant cinq jours de bourse avant la date à laquelle l'avis de rachat est donné ne soit pas inférieur à 125 % du Prix de conversion. À compter du 30 avril 2015, mais avant le 30 avril 2017, les Débetures convertibles peuvent être rachetées, en totalité ou en partie, au gré de la Société à un prix égal au capital majoré des intérêts courus et à payer. Sous réserve de l'approbation réglementaire requise, la Société peut à son gré décider de remplir son obligation de payer le capital des Débetures convertibles au rachat ou à l'échéance, en totalité ou en partie, par l'émission sur préavis du nombre d'actions ordinaires librement négociables obtenu en divisant le capital des Débetures convertibles par 95 % du cours en vigueur. Les intérêts courus et à payer, s'il y a lieu, seront versés au comptant.

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

Actions privilégiées

Le 14 septembre 2010, la Société a émis un total de 3 400 000 Actions privilégiées série A au prix de 25,00 \$ par action pour un produit brut total de 85,0 M\$. Pour la période initiale de cinq ans se terminant le 15 janvier 2016, mais excluant cette date, (la « Période à taux fixe initiale »), les porteurs d'Actions privilégiées série A auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le conseil d'administration de la Société (le « Conseil d'administration »). Les dividendes seront payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, avril, juillet et octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,25 \$ l'action. Le dividende initial de 0,42123 \$ par action sera payable le 17 janvier 2011.

Pour chaque période de cinq ans postérieure à la Période à taux fixe initiale (chacune, une « Période à taux fixe subséquente »), les porteurs d'Actions privilégiées série A auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le Conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement selon un montant annuel par Action privilégiée série A. Ce montant annuel correspondra à la somme du rendement des obligations du Canada ayant une échéance de cinq ans à la date de calcul du taux fixe applicable, majoré de 2,79 %, pour cette Période de taux fixe subséquente multiplié par 25,00 \$.

Chaque porteur d'Actions privilégiées série A aura le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions en actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif série B (les « Actions privilégiées série B ») de la Société à raison de une Action privilégiée série B pour chaque Action privilégiée série A convertie, sous réserve de certaines conditions, le 15 janvier 2016 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'Actions privilégiées série B auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux variable et cumulatifs, selon leur déclaration par le Conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement selon un montant annuel par Action privilégiée série B. Ce montant annuel correspondra à la somme du taux des bons du Trésor de la période trimestrielle précédente, majoré de 2,79 % par année, établi le 30^e jour avant le premier jour de la période à taux variable trimestrielle applicable multiplié par 25,00 \$.

La Société ne pourra racheter les Actions privilégiées série A et les Actions privilégiées série B avant le 15 janvier 2016.

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

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

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. Puisque ces Dérivés font l'objet d'ententes conclues avec d'importantes institutions financières cotées A ou mieux par S&P, la Société considère le risque d'illiquidité comme étant faible.

Lorsqu'une dette à long terme de la Société est à taux variable, Innergex a recours à des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt pour protéger le rendement économique de l'installation en exploitation ou du projet en développement connexe. La Société ne prévoit pas régler ses Dérivés avant leur échéance puisqu'elle ne détient ni n'émet de Dérivés à des fins de spéculation.

Pris collectivement, les contrats de swap présentés dans le tableau qui suit permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt sur un montant total de 393,7 M\$ de la dette à long terme réelle et prévue. Ce chiffre, ajouté à l'encours de 56,0 M\$ des emprunts à taux fixe et au montant de 80,5 M\$ au titre des Débentures convertibles, signifie que la totalité de l'endettement réel et une partie de l'endettement prévu de la Société sont protégées contre les hausses de taux d'intérêt.

Montant notionnel des contrats de swap	Option de résiliation anticipée	30 septembre 2010	31 décembre 2009
		\$	\$
Swaps de taux d'intérêt aux taux de 3,96 % à 4,09 %, échéant en juin 2015	aucune	15 000	15 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 % échéant en novembre 2016	aucune	3 000	3 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,41 % échéant en juin 2018	mars 2013	30 000	30 000
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,27 % échéant en juin 2018	mars 2013	52 600	52 600
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,93 %, amorti jusqu'en mars 2026	aucune	48 447	50 067
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,45 % amorti jusqu'en mars 2027	décembre 2013	49 393	-
Swaps de taux d'intérêt différé au taux de 4,44 %, amorti jusqu'en juin 2030	juin 2014	23 765	-
Swaps de taux d'intérêt différé au taux de 4,46 %, amorti jusqu'en juin 2031	juin 2014	37 460	-
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,11 % amorti jusqu'en juin 2034	aucune	24 459	-
Swaps de taux d'intérêt au taux de 4,70 %, amortis jusqu'en juin 2035	juin 2025	109 537	-
		393 661	150 667

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 45,8 M\$ à la fin du troisième trimestre de 2010 (10,2 M\$ à la fin de 2009). Cette variation est attribuable à :

- la baisse des taux d'intérêt de référence pour les échéances à long terme depuis la fin de 2009;
- deux nouveaux swaps de taux d'intérêt liés à la centrale Ashlu Creek qui ont été conclus au deuxième trimestre de 2010;
- des swaps de taux d'intérêt différé liés aux parcs éoliens Montagne-Sèche et Gros-Morne et qui ont été mis en place progressivement depuis le deuxième trimestre de 2010 et continueront de l'être jusqu'à la fin de 2010.

Les Dérivés sont comptabilisés à la juste valeur marchande ajustée selon une prime de crédit estimée. La Société ne fait pas appel à la comptabilité de couverture pour ses Dérivés.

Des options de résiliation anticipée sont intégrées à certains swaps de taux d'intérêt. Ces options ne peuvent être exercées qu'à la date d'échéance du prêt sous-jacent. L'exercice de telles options pourrait exposer la Société à un risque de liquidité. Si une option de résiliation anticipée devait être exercée, la perte réalisée présumée serait contrebalancée par les économies réalisées sur les frais d'intérêts futurs, puisqu'une valeur négative d'un swap découlerait d'un environnement où les taux d'intérêt seraient plus faibles que celui qui est incorporé au swap.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Conformément aux PCGR du Canada, la Société a comptabilisé les Dérivés à leur juste valeur marchande ajustée selon une prime de crédit estimée. Ces évaluations sont déterminées en majorant les taux d'actualisation basés sur les taux des swaps selon une prime de crédit spécifique à chaque Dérivé estimée selon leur échéance et la contrepartie. Pour les Dérivés qu'Innergex comptabilise à l'actif (soit les Dérivés pour lesquels les contreparties sont redevables à Innergex), la prime de crédit de la contrepartie a été ajoutée au taux d'actualisation basé sur les taux des swaps. Pour les Dérivés comptabilisés au passif (les Dérivés pour lesquels Innergex est redevable aux contreparties), la prime de crédit d'Innergex a été ajoutée au taux d'actualisation basé sur les taux des swaps. Les valeurs des Dérivés ajustées selon une prime de crédit estimée sont soumises aux variations des primes de crédit d'Innergex et de ses contreparties.

Au 30 septembre 2010, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs à certains CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 10,4 M\$ (10,1 M\$ au 31 décembre 2009). Ces instruments représentent la valeur attribuée aux clauses d'inflation incluses dans ces contrats.

Impôts futurs

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à des actifs ou passifs d'impôts futurs. Au 30 septembre 2010, le passif net d'impôts futurs de la Société se chiffrait à 58,4 M\$, comparativement à un passif net d'impôts futurs de 68,3 M\$ au 31 décembre 2009. Cette variation s'explique principalement par le Regroupement et la perte nette subie pendant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010.

Arrangements hors bilan

Au 30 septembre 2010, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 24,0 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 20,0 M\$ ont été émis aux termes de sa Facilité de crédit d'exploitation et le reste, aux termes 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 21,1 M\$ en vue de soutenir la construction des parcs éoliens Montagne-Sèche et Gros-Morne.

Capitaux propres

Au 30 septembre 2010, les capitaux propres de la Société totalisaient 343,1 M\$, comparativement à 189,5 M\$ au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique essentiellement par le Regroupement et l'émission des Actions privilégiées série A.

Le 29 août 2010, les 200 000 bons de souscription alors en circulation sont arrivés à échéance. Ils pouvaient être exercés à un prix de 12,50 \$ par bon. Plus tôt en 2010, par suite du Regroupement, leur valeur comptable a été ajustée en fonction de leur juste valeur, estimée à néant.

Le 8 novembre 2010, la Société avait un total de 59 532 606 actions ordinaires, 80 500 Débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées série A et 1 842 024 options d'achat d'actions en circulation. Au 31 décembre 2009, elle avait 42 930 243 actions ordinaires en circulation.

Obligations contractuelles

Obligations contractuelles prévues, en date du 30 septembre 2010					
Obligations contractuelles	Total	Moins de 1 an	1 à 3 ans	4 à 5 ans	Plus de 5 ans
	\$	\$	\$	\$	\$
Dette à long terme, y compris les débentures convertibles	427 126	9 059	59 191	82 768	276 108
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	215 416	27 440	53 127	42 142	92 707
Contrats de location-exploitation	7 491	314	645	669	5 863
Obligations d'achat ¹	131 030	36 329	78 035	1 087	15 579
Autres ²	11 686	1 333	1 899	1 593	6 861
Total des obligations contractuelles	792 749	74 475	192 897	128 259	397 118

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

2. Les autres obligations à long terme comprennent principalement les baux de location des bureaux.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION AJUSTÉS ET DISTRIBUTIONS

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés sont calculés à partir des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, après ajustement pour éliminer l'effet des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement qui sont influencés, entre autres choses, par les variations saisonnières et qui seraient financés par une dette à court terme. La Société ajoute ou déduit également les montants qui sont retirés ou investis dans la réserve hydrologique / éolienne, la réserve pour nivellement ou la réserve pour réparations majeures à l'exception des montants investis au moment d'une acquisition d'entreprise ou financés à partir de la dette à long terme.

La Société calcule les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés de la façon suivante :

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2010	Période de trois mois terminée le 30 sept. 2009	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2010	Période de neuf mois terminée le 30 sept. 2009
	\$	\$	\$	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	15 411	10 298	12 495	29 977
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1 462)	(2 123)	23 350	(3 955)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve (non financés par la dette à long terme)	(343)	200	108	(469)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés	13 606	8 375	35 953	25 553
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – résultat de base	59 533	42 930	54 181	42 930
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés (\$ par action – résultat de base)	0,23	0,20	0,66	0,60
Dividendes déclarés	8 632	7 352	24 691	22 053
Dividendes déclarés (\$ par action)	0,145	0,171	0,462	0,514

Au troisième trimestre de 2010, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés de 13,6 M\$ (8,4 M\$ en 2009) et elle a déclaré des dividendes totalisant 8,6 M\$ (7,4 M\$ en 2009) ou 0,145 \$ par action (0,171 \$ par action en 2009). La variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés s'explique principalement par une augmentation de 7,8 M\$ du BAIIA, partiellement contrebalancée par une hausse de 3,1 M\$ des frais d'intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, Innergex a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés de 36,0 M\$ (25,6 M\$ en 2009) et elle a déclaré des dividendes totalisant 24,7 M\$ (22,1 M\$ en 2009) ou 0,462 \$ par action (0,514 \$ par action en 2009). La variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés s'explique principalement par une augmentation de 12,7 M\$ du BAIIA combinée à une variation favorable de 1,9 M\$ des impôts exigibles, partiellement contrebalancées par une augmentation de 6,3 M\$ des frais d'intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société exploite 13 centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits d'exploitation de 1,3 M\$ et 2,4 M\$ respectivement (1,5 M\$ et 3,1 M\$ respectivement en 2009), ce qui représente des apports de 5,2 % et 3,8 %, respectivement (10,0 % et 6,9 % respectivement en 2009) aux produits d'exploitation consolidés de la Société pour ces périodes.

Secteurs isolables

La Société compte trois secteurs isolables : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne et c) l'aménagement des emplacements.

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

Les conventions comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales conventions comptables » du rapport annuel du Fonds pour 2009 et dans les états financiers non vérifiés de la Société pour le troisième trimestre de 2010. La Société évalue le rendement en fonction du BAIIA 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 celui de la production hydroélectrique ou de la production éolienne sont comptabilisées au coût.

Les secteurs isolables de la Société exercent leurs activités en faisant appel à différentes équipes, car chaque secteur nécessite des compétences distinctes. Il n'y avait pas de secteur d'aménagement des emplacements avant le Regroupement, le 29 mars 2010, puisque le Fonds était uniquement un exploitant.

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement d'emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
Période de trois mois terminée le 30 septembre 2010				
Production (MWh)	291 296	64 966	-	356 262
Produits d'exploitation bruts tirés de clients externes	19 547	5 169	-	24 716
Charges :				
Charges d'exploitation	2 618	681	-	3 299
Rémunération à base d'actions	49	29	48	126
Frais généraux et administratifs	501	266	330	1 097
Charges liées aux projets potentiels	-	-	440	440
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	16 379	4 193	(818)	19 754
Période de trois mois terminée le 30 septembre 2009				
Production (MWh)	184 073	39 229	-	223 302
Produits d'exploitation bruts tirés de clients externes	11 887	3 095	-	14 982
Charges :				
Charges d'exploitation	1 694	484	-	2 178
Frais généraux et administratifs	663	221	-	884
Bénéfice avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	9 530	2 390	-	11 920

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement d'emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010				
Production (MWh)	687 866	195 815	-	883 681
Produits d'exploitation bruts tirés de clients externes	47 560	15 531	-	63 091
Charges :				
Charges d'exploitation	6 610	1 841	-	8 451
Rémunération à base d'actions	78	46	79	203
Frais généraux et administratifs	1 931	961	1 114	4 006
Charges liées aux projets potentiels	-	-	1 202	1 202
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	38 941	12 683	(2 395)	49 229
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009				
Production (MWh)	477 945	157 033	-	634 978
Produits d'exploitation bruts tirés de clients externes	33 101	12 341	-	45 442
Charges :				
Charges d'exploitation	4 796	1 386	-	6 182
Frais généraux et administratifs	1 971	724	-	2 695
Bénéfice avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	26 334	10 231	-	36 565
Au 30 septembre 2010				
Écart d'acquisition	8 269	-	-	8 269
Total de l'actif	577 399	268 026	68 290	913 715
Acquisition d'immobilisations depuis le début de l'année	719	292	24 383	25 394
Au 31 décembre 2009				
Écart d'acquisition	8 269	-	-	8 269
Total de l'actif	330 157	177 984	-	508 141

Secteur de la production hydroélectrique

Pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2010, les centrales hydroélectriques ont produit 3 % de moins d'électricité que la moyenne à long terme, en raison des conditions hydrologiques inférieures aux prévisions pour une partie des installations du secteur, ce qui a donné lieu à des produits d'exploitation bruts de 19,5 M\$. Pour la période correspondante de 2009, la production a été supérieure de 5 % à la moyenne à long terme, en raison des conditions hydrologiques supérieures aux prévisions pour la plupart des installations du secteur, ce qui a donné lieu à des produits d'exploitation bruts de 11,9 M\$. Par suite du Regroupement, les résultats tiennent compte de l'apport des centrales Glen Miller, Umbata Falls, Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek depuis le 30 mars 2010. Par conséquent, les produits d'exploitation bruts et le BAIIA ont augmenté de 7,7 M\$ et 6,8 M\$, respectivement, par rapport à 2009.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, le secteur de la production hydroélectrique a produit 6 % de moins d'électricité que la moyenne à long terme, en raison des conditions hydrologiques inférieures aux prévisions pour la plupart des installations du secteur et de l'inspection du tunnel et des travaux d'amélioration effectués à la centrale Ashlu Creek. Ce niveau de production a donné lieu à des produits d'exploitation bruts de 47,6 M\$. Par suite du Regroupement, ces résultats tiennent compte de l'apport des actifs d'Innergex avant le regroupement depuis le 30 mars 2010.

Pour la période correspondante de 2009, la production a été légèrement supérieure à la moyenne à long terme, ce qui a donné lieu à des produits d'exploitation bruts de 33,1 M\$. Ce niveau de production est principalement attribuable aux conditions hydrologiques supérieures aux prévisions pour la plupart des installations du secteur, partiellement contrebalancées par des conditions hydrologiques moins bonnes que prévu à la centrale Rutherford Creek et aux travaux effectués par Hydro-Québec sur la ligne de transport qui ont nécessité un arrêt de production aux trois centrales Portneuf pendant 13 jours en juin 2009.

Par suite du Regroupement, les résultats tiennent compte de l'apport des centrales Glen Miller, Umbata Falls, Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek depuis le 30 mars 2010. Par conséquent, les produits d'exploitation bruts et le BAIIA ont augmenté de 14,5 M\$ et 12,6 M\$, respectivement, par rapport à 2009.

L'actif total s'est accru depuis le 31 décembre 2009 en raison du Regroupement, mais cet accroissement a été atténué par l'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels.

Les résultats des centrales hydroélectriques revêtent un caractère saisonnier en raison des variations trimestrielles des niveaux d'eau au cours d'une année type. Les résultats trimestriels ne devraient donc pas être extrapolés sur une année complète. Règle générale, c'est aux deuxième et troisième trimestres d'un exercice que les produits d'exploitation sont les plus élevés.

Secteur de la production éolienne

Le secteur de la production éolienne a produit 10 % de plus d'électricité que prévu au troisième trimestre de 2010, ce qui a donné lieu à des produits d'exploitation bruts de 5,2 M\$. Ce résultat est principalement attribuable à un régime éolien meilleur que prévu aux parcs éoliens BDS et AAV. Pour la période correspondante de 2009, la production était supérieure de 12 % aux prévisions en raison du régime de vent meilleur que prévu, ce qui a donné lieu à des produits d'exploitation bruts de 3,1 M\$. Par suite du Regroupement, l'apport du parc éolien Carleton a été inclus dans les résultats du troisième trimestre de 2010. Les produits d'exploitation bruts et le BAIIA ont en conséquence augmenté respectivement de 2,1 M\$ et 1,8 M\$ par rapport à 2009.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la production a été inférieure de 7 % aux prévisions. Ce résultat est principalement attribuable au régime de vent inférieur aux prévisions aux parcs éoliens BDS et AAV et à l'arrêt de la production au parc éolien AAV pendant cinq jours en janvier 2010, arrêt causé par des travaux réalisés par Hydro-Québec sur la ligne de transport. Pour la période correspondante de 2009, la production a été conforme aux prévisions en raison d'un régime de vent proche des moyennes à long terme. Par suite du Regroupement, l'apport du parc éolien Carleton est inclus dans les résultats depuis le 30 mars 2010. Les produits d'exploitation bruts et le BAIIA ont en conséquence augmenté de 3,2 M\$ et 2,5 M\$ respectivement par rapport à 2009.

L'actif total s'est accru depuis le 31 décembre 2009 en raison du Regroupement, mais cet accroissement a été atténué par l'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels.

Les résultats du secteur de la production éolienne revêtent un caractère saisonnier en raison des variations trimestrielles des régimes de vent au cours d'une année type. Les résultats trimestriels ne devraient donc pas être extrapolés sur une année complète. Règle générale, c'est aux premier et quatrième trimestres d'un exercice que les produits d'exploitation bruts sont les plus élevés.

Secteur de l'aménagement d'emplacements

Avant le Regroupement, ce secteur ne concernait qu'Innergex d'avant le regroupement. Par suite du Regroupement, les résultats de ce secteur d'activité sont comptabilisés depuis le 30 mars 2010.

L'augmentation de l'actif total depuis le 31 décembre 2009 est attribuable au Regroupement.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

À titre de gestionnaire d'Innergex Énergie, Fonds de revenu

Avant le Regroupement, la Société fournissait des services au Fonds et à ses filiales en vertu de trois conventions : la Convention de gestion, la Convention d'administration et la Convention de services. Les trois conventions ont été résiliées à la clôture du Regroupement. Par conséquent, aucun montant n'a été versé pendant le troisième trimestre de 2010. Au premier trimestre de 2010, le Fonds a versé 0,5 M\$ pour des services rendus en vertu de ces trois conventions. Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2009, le Fonds a versé 0,5 M\$ et 1,6 M\$, respectivement, aux termes de ces trois conventions.

Le Fonds comptabilisait les montants payés en vertu des trois conventions selon la contrepartie payée.

Regroupement du Fonds et d'Innergex

Avant le Regroupement, la Société détenait une participation de 16,1% dans le Fonds et en était le gestionnaire. Le 29 mars 2010, le Fonds et Innergex ont annoncé la clôture du regroupement stratégique des deux entités par lequel le Fonds a fait l'acquisition d'Innergex par une prise de contrôle inversée, procédant ainsi à la conversion du Fonds en une société par actions. Du fait du Regroupement, les porteurs de parts du Fonds sont devenus des actionnaires d'Innergex, car ils ont accepté d'échanger leurs parts contre des actions d'Innergex, à raison de 1,460 action par part. Immédiatement après le Regroupement, les porteurs de parts du Fonds (sauf Innergex) détenaient une participation de 61 % dans Innergex tandis que les actionnaires d'Innergex d'avant le Regroupement détenaient la participation résiduelle de 39 %.

Le prix d'acquisition total estimatif s'élève à 175,5 M\$ et a été comptabilisé aux termes du chapitre 1581 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »). La juste valeur de la contrepartie transférée repose sur le nombre de parts du Fonds qui auraient dû être émises pour procurer aux porteurs de parts du Fonds la même participation dans l'entité issue du regroupement. Le détail de la répartition préliminaire du prix d'acquisition est présenté à la note 3 afférente aux états financiers non vérifiés de la Société pour le troisième trimestre de 2010.

Pour obtenir de plus amples renseignements au sujet du Regroupement, veuillez consulter la convention relative à l'arrangement datée du 31 janvier 2010 et la Circulaire conjointe datée du 17 février 2010, disponibles sur le site Web d'Innergex (www.innergex.com) ou sur SEDAR (www.sedar.com).

PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES

Pour établir les états financiers selon les PCGR du Canada, la direction d'Innergex doit faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers et les notes y afférentes. Ces estimations reposent sur la meilleure connaissance qu'a la direction des faits actuels et des mesures que la Société pourrait prendre à l'avenir. Les montants réels pourraient être différents si de telles estimations sont modifiées. Les principales estimations comptables pour la Société sont liées à la valeur d'éléments d'actifs acquis et au passif pris en charge lors des acquisitions d'entreprise, à la perte de valeur d'éléments d'actif, aux durées de vie utiles aux fins d'amortissement, à l'évaluation des instruments financiers dérivés et aux impôts futurs. Les immobilisations corporelles, composées essentiellement de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens, sont comptabilisées au coût. Les frais de financement liés à la construction d'immobilisations corporelles sont capitalisés lorsqu'ils sont engagés. L'amortissement des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens est fondé sur l'estimation de la durée de vie utile des actifs et est calculé au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire sur la période la plus courte entre 50 ans pour les centrales hydroélectriques et 25 ans pour les parcs éoliens et la période pendant laquelle la Société détient le droit d'utilisation des actifs. Les actifs incorporels se composent de différents permis, licences et contrats liés aux centrales hydroélectriques et aux parcs éoliens. Ces actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire dès le début de leur exploitation commerciale jusqu'à la date d'échéance des permis, des licences et des contrats de chaque installation. Les instruments financiers dérivés sont évalués compte tenu de leur échéance, des taux d'intérêt de référence, de la prime de risque de la Société ou de la contrepartie et (ou) du taux d'inflation. D'autres conventions comptables importantes sont décrites à la note 1 afférente aux états financiers consolidés vérifiés du Fonds pour 2009 ainsi qu'à la note 2 des états financiers non vérifiés de la Société pour le troisième trimestre de 2010.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada sont tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») pour les entreprises. À compter du 1^{er} janvier 2011, les sociétés doivent passer des PCGR du Canada aux IFRS. La Société appliquera donc les IFRS à partir du trimestre se terminant le 31 mars 2011.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

La Société a commencé à évaluer les principaux éléments qui nécessiteront des ajustements lors de l'adoption des IFRS. Un échéancier présentant les étapes que doit suivre la Société a été établi afin de respecter la date de conversion. L'échéancier de conversion aux IFRS peut changer selon l'évolution des travaux d'analyse et les mises à jour des normes IFRS et des interprétations. Pour le moment, la Société ne peut pas déterminer ou estimer complètement l'incidence qu'aura l'adoption des IFRS sur sa situation financière future, ni sur ses résultats d'exploitation.

Conventions comptables

La Société a entrepris l'analyse détaillée qui consiste à évaluer l'incidence des IFRS sur la comptabilité et sur la présentation financière ainsi que sur les diverses conventions comptables que la Société pourrait choisir d'appliquer. À cet effet, la Société continue d'évaluer les différents choix offerts dans le cadre de la norme IFRS 1, « Première adoption des normes internationales d'information financière », pour l'établissement de son bilan d'ouverture en date du 1^{er} janvier 2010 et poursuit les discussions avec les vérificateurs à cet effet. La Société ne choisira pas de réévaluer ses immobilisations corporelles à leur juste valeur de marché.

Un examen des incidences sur les postes les plus importants des états financiers a été entamé. Les immobilisations corporelles, les investissements dans les entités sous influence notable et les coentreprises et les regroupements d'entreprises représentent les postes les plus susceptibles d'avoir une incidence significative sur le bilan d'ouverture ou sur les résultats.

L'incidence potentielle des immobilisations corporelles a trait à leur séparation en composantes et à leurs différentes durées de vie. Les composantes des immobilisations et leurs durées de vie utiles ont été déterminées par la direction. Le calcul détaillé des ajustements requis pour l'amortissement est presque terminé. L'incidence prévue correspond à une augmentation de l'amortissement de 0,6 M\$ environ par année compte tenu des actifs acquis par la Société dans le cadre du Regroupement. Aux termes des IFRS, une baisse de 2,0 M\$ environ de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles figurera au bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2010.

La norme IAS 31, *Participations dans des coentreprises*, fait actuellement l'objet d'une révision et la nouvelle version devrait être complétée en 2010. La date d'entrée en vigueur de la norme révisée n'a pas encore été déterminée. Il est prévu que l'IAS 31 exigera que les participations dans les coentreprises soient comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Il en découlera des modifications importantes à la présentation du bilan et de l'état des résultats. La présentation du bénéfice net (de la perte nette) et de l'actif net devrait demeurer la même selon la méthode de la mise en équivalence. Cependant, les soldes correspondant à chaque poste du bilan et de l'état des résultats devraient être sensiblement différents.

Plusieurs investissements dans les entités sous influence notable et les coentreprises sont consolidés sous Innergex selon les PCGR du Canada. Ces investissements sont soit, consolidés à 100%, consolidés proportionnellement ou consolidés comme étant des entités à détenteurs de droits variables. Selon la norme révisée IAS 31, certains de ces investissements pourraient devoir être comptabilisés au bilan comme des placements dont les résultats seraient reconnus comme quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable. L'analyse de ces différences est présentement en cours afin d'établir quelles entités pourraient être affectées. À ce jour, la Société a déterminé que la modification de la comptabilisation de la centrale Umbata Falls pourrait constituer la principale différence. Aux termes des PCGR du Canada, Umbata Falls L.P. est consolidée proportionnellement selon la participation de 49 % de la Société dans la centrale Umbata Falls. Aux termes de la norme révisée, Umbata Falls L.P. devrait être comptabilisée comme un investissement au bilan et 49 % de ses résultats nets devraient être constatés comme la quote-part du bénéfice net d'une entité sous influence notable. Il en résultera une diminution du total de l'actif et du passif au bilan.

L'adoption des IFRS ne devrait pas avoir d'incidence immédiate importante sur les états financiers pour les regroupements d'entreprises déjà effectués, car la Société compte se prévaloir de l'exemption prévue par la norme IFRS 1 selon laquelle le retraitement rétrospectif de tous les regroupements d'entreprises effectués avant la date de transition aux IFRS n'est pas obligatoire. Toutefois, un certain nombre de différences entre les IFRS et les PCGR du Canada auront une incidence sur l'acquisition d'entreprise réalisée avec le Regroupement. Aux termes des IFRS, tous les actifs et les passifs d'une société acquise sont comptabilisés à la juste valeur. Les obligations estimées relatives aux contreparties conditionnelles et aux éventualités sont également comptabilisées à la juste valeur à la date d'acquisition. En outre, les coûts relatifs à l'acquisition sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Aux termes des PCGR du Canada, les coûts relatifs à l'acquisition font partie de la contrepartie versée pour l'acquisition et les contreparties conditionnelles sont comptabilisées comme un coût de l'acquisition jusqu'à ce que la condition soit réalisée et que la contrepartie soit émise ou à émettre.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

Par suite du Regroupement, une revue de toutes les analyses faites précédemment est conduite et des éléments supplémentaires devront être analysés, incluant le traitement des unités du Fonds et la comptabilisation d'une prise de contrôle inversée. Ce processus a débuté au deuxième trimestre de 2010 et devrait être complété à la fin du quatrième trimestre de 2010.

Dans le cadre de la transition aux IFRS, les incidences fiscales découlant des modifications apportées par les IFRS dont il est question plus haut toucheront l'obligation fiscale future de la Société. La Société continue d'évaluer l'incidence éventuelle des principes des IFRS en matière de fiscalité.

Une première ébauche des états financiers du premier trimestre de 2011, y compris des notes afférentes, a été préparée selon la présentation conforme aux IFRS. Au cours du quatrième trimestre de 2010, la Société continuera d'évaluer l'incidence des normes IFRS et fera le suivi des modifications leur étant apportées.

Technologies de l'information

La Société analyse les besoins de mises à niveau et de modifications de ses systèmes. Elle ne prévoit pas toutefois que le passage aux IFRS se traduira par une conversion importante de ses systèmes.

Contrôle interne

L'établissement et le maintien des contrôles internes à l'égard de l'information financière seront ajustés pour tenir compte des modifications apportées aux procédures comptables.

Contrôles et procédures relatifs à la présentation de l'information

Un système de suivi des ajustements est actuellement en cours de mise en place afin de retraiter les états financiers pour qu'ils soient établis conformément aux IFRS. Lorsque les incidences des ajustements seront connues, la Société les communiquera dans ses documents d'information continue. Il est attendu qu'au cours du quatrième trimestre de 2010, les états financiers d'Innergex pour les trois premiers trimestres de 2010 seront préparés en vue de la conformité aux IFRS. Au cours du premier trimestre de 2011, Innergex préparera les états financiers du quatrième trimestre de 2010 selon les IFRS.

Expertise en information financière

En 2009, le personnel comptable de la Société a suivi une formation intensive sur les IFRS et une formation supplémentaire est dispensée en 2010. De plus, la Société travaille étroitement avec ses vérificateurs pour cerner les ajustements nécessaires en vue d'assurer la conformité des états financiers aux IFRS.

Des discussions et des présentations destinées aux membres du comité de vérification ont lieu afin de les préparer à la nouvelle information et aux modifications qui seront apportées aux états financiers.

Enjeux de l'entreprise

Des discussions ont été entamées par la Société avec les institutions financières prêteuses afin de s'assurer que les ajustements reliés aux IFRS n'auront aucune incidence sur les méthodes de calcul des ratios financiers. Selon les changements attendus identifiés à ce moment, la conversion aux IFRS ne devrait causer aucun problème avec les définitions des clauses restrictives et les ententes de crédit connexes.

RISQUES ET INCERTITUDES

La Société s'expose à divers risques d'entreprise et incertitudes et elle a décrit ceux qu'elle considère comme importants dans son rapport annuel de 2009. D'autres risques et incertitudes sont présentés à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle révisée de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 ainsi qu'à la rubrique « Facteurs de risque » concernant le Fonds et Innergex d'avant le regroupement de la Circulaire conjointe. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui sont actuellement inconnus de la Société, ou qu'elle considère comme peu importants, pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur ses activités.

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 ou 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

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Pour les périodes de trois mois terminées les (non vérifiés) :

Renseignements financiers trimestriels (non vérifiés) pour les périodes de trois mois terminées les :				
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2010	30 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009
Production (MWh)	356 262	369 753	157 666	189 011
Produits d'exploitation bruts	24,7	24,8	13,6	13,2
BAIIA	19,8	18,8	10,7	10,2
(Perte nette) bénéfice net	(10,9) ^a	(6,5) ^b	(0,5)	7,0
(Perte nette) bénéfice net (\$ par action – résultat de base)	(0,19) ^a	(0,11) ^b	(0,01)	0,16
(Perte nette) bénéfice net (\$ par action – résultat dilué)	(0,19) ^a	(0,11) ^b	(0,01)	0,16
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	15,4	(5,7)	2,8	4,8
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1,5)	19,9	4,9	2,4
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve (non financés par la dette à long terme)	(0,3)	(0,5)	0,9	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés	13,6	13,8	8,6	7,2
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés (\$ par action – résultat de base)	0,23	0,23	0,20	0,17
Dividendes déclarés	8,6	8,8	7,2	7,4
Dividendes déclarés (\$ par action)	0,145	0,148	0,169	0,171

^a En excluant la perte non réalisée de 20,1 M\$ sur instruments financiers dérivés et l'économie d'impôts futurs afférente de 5,4 M\$, le bénéfice net pour le troisième trimestre de 2010 aurait été de 3,8 M\$ (0,06 \$ par action – résultat de base et dilué).

^b En excluant la perte non réalisée de 14,1 M\$ sur instruments financiers dérivés et l'économie d'impôts futurs afférente de 3,8 M\$, le bénéfice net pour le deuxième trimestre de 2010 aurait été de 3,8 M\$ (0,06 \$ par action – résultat de base et dilué).

Renseignements financiers trimestriels (non vérifiés) pour les périodes de trois mois terminées les :				
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008
Production (MWh)	223 302	247 764	163 912	220 299
Produits d'exploitation bruts	15,0	16,5	13,9	14,7
BAIIA	11,9	13,6	11,1	11,0
Bénéfice net (perte nette)	2,8	13,4 ^c	3,0	(13,8) ^d
Bénéfice net (perte nette) (\$ par action – résultat de base)	0,07	0,31 ^c	0,07	(0,32) ^d
Bénéfice net (perte nette) (\$ par action – résultat dilué)	0,07	0,31 ^c	0,07	(0,32) ^d
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	10,3	11,4	8,3	7,1
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(2,1)	(1,4)	(0,4)	(0,3)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve (non financés par la dette à long terme)	0,2	(0,8)	0,2	0,9
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés	8,4	9,2	8,1	7,7
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés (\$ par action – résultat de base)	0,20	0,21	0,19	0,18
Dividendes déclarés	7,4	7,4	7,3	7,3
Dividendes déclarés (\$ par action)	0,171	0,171	0,171	0,171

^c En excluant le gain de change non réalisé de 0,2 M\$, le gain non réalisé sur instruments financiers dérivés de 11,2 M\$ et la charge d'impôts futurs afférente de 2,8 M\$, le bénéfice net pour le deuxième trimestre de 2009 aurait été de 4,7 M\$ (0,11 \$ par action – résultat de base et dilué).

^d En excluant la perte de change non réalisée de 0,3 M\$, la perte non réalisée sur instruments financiers dérivés de 19,5 M\$ et l'économie d'impôts futurs afférente de 2,6 M\$, le bénéfice net pour le quatrième trimestre de 2008 aurait été 3,4 M\$ (0,08 \$ par action - résultat de base et dilué).

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

La comparaison des résultats des plus récents trimestres illustre la saisonnalité propre aux actifs de la Société : la production d'électricité, les produits d'exploitation bruts, le BAIIA et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés sont généralement à leur niveau le plus élevé lors du deuxième trimestre d'une année type et au plus faible lors du premier trimestre. Les centrales hydroélectriques dégagent 74 % de la production à long terme moyenne, cette saisonnalité s'explique par les conditions hydrologiques 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. La contribution des parcs éoliens atténue toutefois cette saisonnalité puisque les régimes de vent sont généralement les plus importants lors du premier trimestre d'une année type.

En excluant les éléments non récurrents, le lecteur s'attendrait à ce que le bénéfice net et le bénéfice net par action reflètent cette saisonnalité propre aux installations hydroélectriques au fil de l'eau et aux parcs éoliens. Toutefois, d'autres éléments influencent le bénéfice net et le bénéfice net par action, 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 bénéfice net et du bénéfice net par action est la variation de la valeur marchande des instruments financiers dérivés. L'analyse historique du bénéfice net et du bénéfice net par action doit donc en tenir compte. 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 les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Aucun événement postérieur ne s'est produit depuis la fin du troisième trimestre de 2010.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2010

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 série A d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.PR.A.
Les Débentures 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 BBB (faible) par DBRS.
Les Actions privilégiées série A d'Innergex énergie renouvelable inc. sont notées P-3 par S&P et Pfd-3 (faible) par DBRS.

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Société de fiducie Computershare du Canada

1500, rue Université, bureau 700, Montréal, Québec H3A 3S8
Téléphone : 1 800 564-6253 ou 514 982-7555
Courriel : service@computershare.com

Vérificateurs

Samson Béclair/Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l.

Prestation électronique

Les actionnaires peuvent choisir de recevoir des documents au sujet d'Innergex énergie renouvelable inc. (tels que des rapports trimestriels et annuels ainsi que la circulaire de la direction) en format électronique par Internet au lieu d'une copie papier par la poste. Les actionnaires qui désirent se prévaloir de ce service devraient communiquer avec la Société de fiducie Computershare du Canada.

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
Vice-président – Finances et relations avec les investisseurs

Édith Ducharme
Directrice – Communications financières et relations avec les investisseurs



Innergex énergie renouvelable Inc.
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