

2010

Rapport du deuxième trimestre



États financiers consolidés

pour les périodes de trois et six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010	de trois mois terminée le 30 juin 2009	de six mois terminée le 30 juin 2010	de six mois terminée le 30 juin 2009
	\$	\$	\$	\$
Produits				
Exploitation	24 824	16 519	38 375	30 460
Charges				
Frais d'exploitation	3 290	2 091	5 152	4 004
Rémunération à base d'actions	75	-	77	-
Frais généraux et administratifs	1 940	873	2 909	1 811
	5 305	2 964	8 138	5 815
Bénéfice d'exploitation	19 519	13 555	30 237	24 645
Charges liées aux projets potentiels	752	-	762	-
Bénéfice avant intérêt, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	18 767	13 555	29 475	24 645
Intérêts sur la dette à long terme et les débitures convertibles	6 129	3 309	9 883	6 646
Gain réalisé sur instruments financiers dérivés	(555)	-	(555)	-
Perte (gain) de change réalisé(e)	63	(105)	23	(55)
Autres charges nettes (produits nets)	22	(17)	1	(65)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	13 108	10 368	20 123	18 119
Amortissement	8 529	5 331	14 066	10 668
Perte nette (gain net) non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés	14 102	(11 197)	16 142	(11 771)
Charge liée à l'entente de royalties encourue lors de l'entente d'échange d'actions (Note 3)	-	-	983	-
Perte (gain) de change non réalisé(e)	44	(233)	2	(136)
(Perte) bénéfice avant impôts	(9 567)	16 467	(11 070)	19 358
(Recouvrement) provision d'impôts (Économie) exigibles	(915)	290	(1 022)	236
Futurs	(2 128)	2 824	(3 025)	2 750
	(3 043)	3 114	(4 047)	2 986
(Perte nette) bénéfice net	(6 524)	13 353	(7 023)	16 372
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (en milliers)	59 533	42 930	51 461	42 930
(Perte nette) bénéfice net de base, par action	(0,11)	0,31	(0,14)	0,38
Nombre d'actions en circulation, après dilution (en milliers)	59 533	42 930	51 461	42 930
(Perte nette) bénéfice net dilué(e), par action	(0,11)	0,31	(0,14)	0,38

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

États financiers consolidés

pour les périodes de trois et six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010	de trois mois terminée le 30 juin 2009	de six mois terminée le 30 juin 2010	de six mois terminée le 30 juin 2009
	\$	\$	\$	\$
(Perte nette) bénéfice net	(6 524)	13 353	(7 023)	16 372
Autres éléments du résultat étendu				
Gain (perte) de change non réalisé(e) à la conversion d'une filiale étrangère autonome	195	(265)	60	(146)
(Perte) gain de change non réalisé(e) sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans une filiale étrangère autonome	(198)	259	(64)	139
	(3)	(6)	(4)	(7)
Résultat étendu	(6 527)	13 347	(7 027)	16 365

États financiers consolidés

pour les périodes de trois et six mois terminées le 30 juin 2010

(non vérifié)

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

Bilans consolidés	30 juin 2010	31 décembre 2009
	\$	\$
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	26 412	9 352
Débiteurs	13 707	6 164
Tranche à court terme des comptes de réserve	859	477
Impôts futurs	2 183	213
Instruments financiers dérivés	1 385	1 369
Charges payées d'avance et autres	3 014	1 938
	47 560	19 513
Comptes de réserve	20 342	14 913
Immobilisations corporelles	599 747	334 199
Actifs incorporels	182 569	119 426
Frais de développement liés aux projets	14 412	-
Instruments financiers dérivés	9 774	8 779
Impôts futurs	10 390	2 372
Écart d'acquisition	8 269	8 269
Autres actifs à long terme	141	670
	893 204	508 141
Passif		
Passif à court terme		
Dividendes/distributions à verser aux actionnaires/porteurs de parts	8 822	2 451
Créditeurs et charges à payer	18 003	9 574
Tranche à court terme des impôts futurs	321	-
Instruments financiers dérivés	8 375	5 422
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 4)	9 124	2 758
	44 645	20 205
Instruments financiers dérivés	18 091	4 795
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	3 293	-
Dette à long terme (note 4)	391 121	221 803
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 529	977
Impôts futurs	75 512	70 883
Débitures convertibles (note 5)	79 259	-
	613 450	318 663
Capitaux propres	279 754	189 478
	893 204	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 six mois terminées le 30 juin 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	Période
	de six mois terminée le 30 juin 2010	de six mois terminée le 30 juin 2009
	\$	\$
Nombre de parts au début (en milliers)	29 404	29 404
Ajustement au nombre d'unités pour refléter le ratio de conversion de 1,46 (en milliers)	-	13 526
Parts de fiducie détenues par la Société et non converties en actions (en milliers)	(4 724)	-
Parts de fiducie converties en actions (en milliers)	(24 680)	-
Actions émises à la conversion de parts de fiducie selon un ratio de 1,46 (en milliers)	36 033	-
Actions de la Société déjà émises avant la conversion (en milliers)	23 500	-
Nombre de parts à la fin (en milliers)	-	42 930
Nombre d'actions à la fin (en milliers)	59 533	-
Compte de capital des porteurs de parts au début	309 681	309 681
Réduction du compte de capital des porteurs de parts détenu par la Société et non converti en actions	(49 756)	-
Réduction du capital comptabilisée à l'acquisition de la Société	(7 409)	-
Compte de capital des porteurs de parts converti en actions	(259 925)	-
Compte de capital des actionnaires à la conversion des parts de fiducie	259 925	-
Compte de capital des actionnaires découlant des actions de la Société déjà émises avant la conversion	167 129	-
Compte de capital des actionnaires découlant de la charge liée à l'entente de royautés encourue lors de l'entente d'échange d'actions (Note 3)	983	-
Réduction du capital	(420 627)	-
Compte de capital des porteurs de parts à la fin	-	309 681
Compte de capital des actionnaires à la fin	1	-
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital	420 627	-
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	77	-
Rémunération à base d'actions à la fin	574	-
Composante capitaux propres des débetures 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	(7 023)	16 372
Dividendes/distributions déclarées aux actionnaires/porteurs de parts	(16 059)	(14 701)
Déficit à la fin	(143 356)	(115 442)
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début	71	98
Autres éléments du résultat étendu	(4)	(7)
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin	67	91
Total du déficit et du cumul des autres éléments du résultat étendu	(143 289)	(115 351)
Capitaux propres à la fin	279 754	194 330

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 six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010	de trois mois terminée le 30 juin 2009	de six mois terminée le 30 juin 2010	de six mois terminée le 30 juin 2009
	\$	\$	\$	\$
Activités d'exploitation				
(Perte nette) bénéfice net	(6 524)	13 353	(7 023)	16 372
Éléments sans effet sur la trésorerie:				
Amortissement des immobilisations corporelles	5 114	2 885	8 050	5 775
Amortissement des actifs incorporels	3 415	2 446	6 016	4 893
Amortissement des frais de financement	61	-	632	-
Charge de désactualisation au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	30	19	50	37
Rémunération à base d'actions	75	-	77	-
Perte nette (gain net) non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés	14 102	(11 197)	16 142	(11 771)
Impôts futurs	(2 128)	2 824	(3 025)	2 750
Perte (gain) de change non réalisé(e)	44	(233)	2	(136)
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	-	-	(37)	-
Charge liée à l'entente de royalties encourue lors de l'entente d'échange d'actions (note 3)	-	-	983	-
Incidence de la variation des taux de change	62	(122)	29	(73)
	14 251	9 975	21 896	17 847
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation (note 7)	(19 922)	1 397	(24 812)	1 832
	(5 671)	11 372	(2 916)	19 679
Activités de financement				
Distributions versées aux anciens porteurs de parts	-	(7 352)	(9 688)	(14 700)
Augmentation de la dette à long terme	16 800	-	90 720	-
Remboursement de l'emprunt bancaire	-	-	(12 900)	-
Remboursement de la dette à long terme	(1 432)	(635)	(121 238)	(1 259)
Frais de financement reportés	(99)	-	(1 714)	-
	15 269	(7 987)	(54 820)	(15 959)

États financiers consolidés

pour les périodes de trois et six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010	Période de trois mois terminée le 30 juin 2009	Période de six mois terminée le 30 juin 2010	Période de six mois terminée le 30 juin 2009
	\$	\$	\$	\$
Activités d'investissement				
Ajouts aux immobilisations corporelles	(1 619)	(92)	(1 815)	(1 702)
Ajouts aux actifs incorporels	(68)	-	(68)	-
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(6 457)	-	(6 457)	-
Ajouts aux autres actifs à long-terme	(78)	-	(78)	-
Trésorerie nette acquise dans le cadre de l'acquisition d'entreprise (note 3)	(2 277)	-	84 804	-
Fonds nets (investis) prélevés de la réserve pour nivellement	-	(577)	205	(179)
Fonds nets (investis) prélevés de la réserve hydrologique/éolienne	(2 760)	-	(1 774)	-
Fonds nets (investis) prélevés dans les comptes de réserve pour réparations majeures	249	(245)	4	(490)
	(13 010)	(914)	74 821	(2 371)
Écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	63	(9)	(25)	2
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(3 349)	2 462	17 060	1 351
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	29 761	7 526	9 352	8 637
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	26 412	9 988	26 412	9 988
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants:</i>				
Encaisse	8 850	3 477	8 850	3 477
Placements à court terme	17 562	6 511	17 562	6 511
	26 412	9 988	26 412	9 988

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 six mois terminées le 30 juin 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 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 six mois de 2010 comprennent les produits du Fonds pour la période complète de six mois ainsi que, depuis le 29 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 six mois terminées le 30 juin 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.

Le 23 avril 2010, les installations d'Ashlu Creek et de Fitzsimmons Creek ont reçu leur certification Eco-Logo, confirmant par le fait même que les deux installations recevront des paiements incitatifs en vertu de l'initiative écoÉnergie du gouvernement fédéral. Ces paiements représentant 1 ¢ par kilowattheure pour les dix prochaines années.

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 six mois terminées le 30 juin 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 20 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 doit être 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 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 six mois terminées le 30 juin 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 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 la même manière que le 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 débetures 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 débetures 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 débetures 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, 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 se 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 six mois terminées le 30 juin 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 détiennent dans le Fonds.

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 juin 2010, un montant de 2 410 \$ (4 687 \$ au 31 mars 2010) était impayé. La trésorerie acquise nette s'élevait à 84 804 \$.

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 six mois terminées le 30 juin 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.

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 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 six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010	31 décembre 2009
	\$	\$
Facilité d'exploitation (a)		
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013 (taux moyen de 3,28 %);	15 000	-
Avances LIBOR, 13 900 \$ US, renouvelables jusqu'en mars 2013 (taux de 2,79 %)	14 798	-
Facilité de BDS (b)		
Avances au taux préférentiel renouvelables jusqu'en mars 2013 (taux de 4,00 %);	300	-
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013 (taux de 3,17 %)	52 300	-
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;	6 223	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 1,88 %; 1,44 % en 2009);	48 995	50 067
Glen Miller, emprunt à terme à taux variable venant à échéance en 2013, (taux de 2,14 %) (c);	15 000	-
Umbata Falls, emprunt à terme à taux variable venant à échéance en 2014, (taux de 2,08 %) (d);	24 569	-
CAR, emprunt à terme à taux variable venant à échéance en 2013, (taux de 2,25 %) (e);	50 256	-
Ashlu Creek, emprunt pour la construction à taux variable venant à échéance en 2025, (taux de 2,94 %) (f);	101 631	-
Fitzsimmons Creek, emprunt pour la construction à taux variable venant à échéance en 2015, (taux de 4,35 %) (g);	22 592	-
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	-
	401 814	225 130
Frais de financement reportés	(1 569)	(569)
	400 245	224 561
Tranche à court terme de la dette à long terme	(9 124)	(2 758)
	391 121	221 803

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et six mois terminées le 30 juin 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 renouvelable 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 d'une durée de 3 ans et n'est pas amortie. Les avances sont faites sous forme d'acceptations bancaires, d'avances au taux préférentiel ou au taux de base américain, 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 juin 2010, des montants de 15 000 \$ et de 14 798 \$ (13 900 \$ US) étaient exigibles aux termes de cette facilité, et un montant de 19 398 \$ 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 68 204 \$. 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 258 999 \$.

(b) Facilité de BDS

Prêt à terme 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 d'une durée de 3 ans et n'est pas amortie. Les avances sont faites sous forme d'acceptations bancaires ou d'avances au taux préférentiel. 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. Cette facilité est prélevée en totalité. La valeur comptable nette de la participation de 38 % s'élève à environ 80 949 \$.

(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 annuel correspondant au taux des acceptations bancaires de 0,74 % majoré de 140 points de base pour un total de 2,14 % au 30 juin 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 25 387 \$.

(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 annuel correspondant au taux des acceptations bancaires de 0,88 % majoré de 120 points de base pour un total de 2,08 % au 30 juin 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 916 \$ (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 six mois terminées le 30 juin 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 86 742 \$ (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 annuel équivalant au taux des acceptations bancaires de 0,54 % majoré d'une marge applicable de 160 points de base pour un total de 2,14 %. 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 %.

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 remboursements de capital pour le prochain exercice s'élèveront à 2 632 \$.

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 98 137 \$.

(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 \$, et dont une tranche de 106 400 \$ a été utilisée au 30 juin 2010. L'emprunt vient à échéance 15 ans après la date de conversion de l'emprunt pour la construction en un emprunt à terme (se référer à la note 12). Les avances portent intérêt au taux préférentiel annuel de 2,50 %. Le montant utilisé au 29 mars 2010 était de 100 400 \$. Cette dette a été comptabilisé à sa juste valeur marchande de 95 587 \$ au 29 mars 2010 pour un taux d'intérêt effectif de 1,74 %.

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 juin 2010, un montant de 1 940 \$ a été utilisé pour garantir deux lettres 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 169 881 \$.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010. L'emprunt porte intérêt à un taux annuel équivalant au taux des acceptations bancaires de 0,87 % majoré d'une marge applicable de 450 points de base pour un total de 5,37 %. 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 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 18 639 \$.

(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 9 202 \$.

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 fixe de 5,75 % et 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 est convertible en actions ordinaires au gré du porteur, à tout moment avant la date la plus rapprochée entre le 30 avril 2017 (la « date d'échéance ») et la date fixée par la Société pour le rachat des débentures, au prix de conversion 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. Les porteurs qui convertissent leurs débentures 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 à la date de conversion.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et six mois terminées le 30 juin 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 avant le 30 avril 2013 (sauf dans certaines circonstances limitées après un changement de contrôle). Après le 30 avril 2013 et avant le 30 avril 2015, la société peut racheter les débetures, en totalité ou en partie à tout moment, au prix de rachat correspondant à leur capital majoré de l'intérêt couru et impayé, pourvu que le cours moyen pondéré en fonction du volume des actions ordinaires à la Bourse de Toronto pour la période de 20 jours de séance consécutifs se terminant cinq jours de séance avant la date à laquelle le préavis de rachat est donné ne soit pas inférieur à 125 % du prix de conversion. À compter du 30 avril 2015 et avant la date d'échéance, les débetures peuvent être rachetées en totalité ou en partie au gré de la société à un prix correspondant à leur capital, majoré de l'intérêt couru et impayé. Sous réserve de l'obtention de l'approbation réglementaire requise, la Société a la faculté, à sa seule appréciation, de régler son obligation de payer en totalité ou en partie le capital des débetures au rachat ou à l'échéance par l'émission d'actions ordinaires librement négociables moyennant un préavis en livrant le nombre d'actions ordinaires correspondant au quotient obtenu de la division du capital des débetures par 95 % du cours en vigueur. Tout intérêt couru ou impayé sera payé au comptant.

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

	30 juin 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 \$	79 259	-
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.

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'acquies 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 acquies 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 six mois terminées le 30 juin 2010

(non vérifié)

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

	30 juin 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	188	11,00	-	-
En cours – à la fin de la période	1 889	10,04	-	-
Options pouvant être exercées – à la fin de la période	564	11,00	-	-

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

En cours		Pouvant être exercées		
Nombre d'options	Prix d'exercice	Nombre d'options	Prix d'exercice	Année d'échéance
(en milliers)	\$	(en milliers)	\$	
47	11,00	47	11,00	2010
1 034	11,00	517	11,00	2017
808	8,75	-	8,75	2020
1 889		564		

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

La Société dispose de 200 000 bons de souscription en cours, donnant droit à leur porteur de souscrire jusqu'à 200 000 actions ordinaires. 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 peuvent être exercés au prix de 12,50 \$ chacun, et arriveront à échéance le 29 août 2010.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010	Période de trois mois terminée le 30 juin 2009	Période de six mois terminée le 30 juin 2010	Période de six mois terminée le 30 juin 2009
	\$	\$	\$	\$
Débiteurs	(3 872)	84	(3 459)	557
Charges payées d'avance et autres	(549)	(96)	(295)	1 965
Créditeurs et charges à payer	(15 501)	1 409	(21 058)	(690)
	(19 922)	1 397	(24 812)	1 832
<i>Renseignements supplémentaires</i>				
Intérêts payés	4 037	3 462	7 439	6 332
Impôts payés	1 260	29	2 109	100
<i>Opérations hors-trésorerie</i>				
Augmentation des immobilisations corporelles impayées	(3 641)	(60)	(3 485)	(60)
Diminution (augmentation) des coûts de la transaction impayés	2 277	-	(1 739)	-
Augmentation des frais de développement liés aux projets impayés	(48)	-	(48)	-

Durant le trimestre, un montant de 3 490 \$ a été transféré des frais de développements liés aux projets aux immobilisations corporelles.

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et six mois terminées le 30 juin 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 juin 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	48 995	50 067
Swap de taux d'intérêt, 3,45 %, amorti jusqu'en mars 2027	Décembre 2013	49 449	-
Swap de taux d'intérêt différé, 4,63 %, amorti jusqu'en juin 2030	Juin 2014	15 840	-
Swap de taux d'intérêt différé, 4,64 %, amorti jusqu'en juin 2031	Juin 2014	24 980	-
Swap de taux d'intérêt, 4,11 %, amorti jusqu'en juin 2034 (total de \$ 50 141, quote-part de 49 %)	Néant	24 569	-
Swaps de taux d'intérêt différé, 4,70 %, amorti jusqu'en juin 2035	Juin 2025	109 536	-
		373 969	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 109 536 \$ 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 six mois terminées le 30 juin 2010

(non vérifié)

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

9. Engagements

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

Obligations contractuelles (Périodes se terminant le 30 juin)	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
2011	18 224	14 201	43 692	76 117
2012	18 286	13 874	78 307	110 467
2013	20 761	13 415	104 590	138 766
2014	53 782	50 048	6 398	110 228
2015	17 361	7 647	6 398	31 406
Par la suite	234 985	67 692	96 131	398 808
Total	363 399	166 877	335 516	865 792

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 éolienne 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 six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010				
Produits d'exploitation bruts découlant de clients externes	19 168	5 656	-	24 824
Charges:				
Frais d'exploitation	2 617	673	-	3 290
Rémunération à base d'actions	29	17	29	75
Frais généraux et administratifs	822	468	650	1 940
Charges liées aux projets potentiels	-	-	752	752
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	15 700	4 498	(1 431)	18 767
Période de trois mois terminée le 30 juin 2009				
Produits d'exploitation bruts découlant de clients externes	12 488	4 031	-	16 519
Charges:				
Frais d'exploitation	1 633	458	-	2 091
Frais généraux et administratifs	630	243	-	873
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	10 225	3 330	-	13 555
Période de six mois terminée le 30 juin 2010				
Produits d'exploitation bruts découlant de clients externes	28 013	10 362	-	38 375
Charges:				
Frais d'exploitation	3 993	1 159	-	5 152
Rémunération à base d'actions	29	17	31	77
Frais généraux et administratifs	1 430	695	784	2 909
Charges liées aux projets potentiels	-	-	762	762
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	22 561	8 491	(1 577)	29 475
Période de six mois terminée le 30 juin 2009				
Produits d'exploitation bruts découlant de clients externes	21 214	9 246	-	30 460
Charges:				
Frais d'exploitation	3 103	901	-	4 004
Frais généraux et administratifs	1 307	504	-	1 811
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	16 804	7 841	-	24 645

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Pour les périodes de trois et six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010				
Écart d'acquisition	8 269	-	-	8 269
Total de l'actif	572 742	271 206	49 256	893 204
Acquisition d'immobilisations depuis le début de l'exercice	859	81	8 661	9 601
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. Événements postérieurs

Appel d'offres de 250 MW d'Hydro-Québec Distribution relatif à des projets de parcs éoliens

Le 6 juillet 2010, en partenariat avec les communautés locales, la Société a présenté huit projets d'énergie éolienne de 24,6 MW chacun dans le cadre de l'appel d'offres de 250 MW d'Hydro-Québec Distribution relatif à des projets de parcs éoliens communautaires. Les contrats d'achat d'électricité devraient être octroyés avant la fin de 2010.

Programme d'offre standard de BC Hydro

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

Ashlu Creek Investments Limited Partnership

En juillet 2010, le Société a effectué un dernier tirage pour amener le total emprunté à 110 000 \$ et a converti le prêt pour la construction en prêt à terme, venant à échéance en 2025.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

Ce rapport de gestion a été établi en date du 12 août 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 six mois terminées le 30 juin 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 six mois terminées le 30 juin 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 six mois terminée le 30 juin 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 » ont été 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. En raison du regroupement, les porteurs de parts du Fonds (sauf Innergex) détiennent une participation de 61 % dans Innergex tandis que les actionnaires d'Innergex d'avant le regroupement détiennent 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 six mois terminées le 30 juin 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 juin 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} avril 2010 et close le 30 juin 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 postérieures 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 six mois terminées le 30 juin 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 »).

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 5,4 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 17,4 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 en 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 six mois terminées le 30 juin 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"> - 50 %Kwoiek Creek, C.-B. (49,9 MW) - 66 % %Boulder Creek, C.-B. (23,0 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 six mois terminées le 30 juin 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. Il est important de se rappeler que la Société 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		17,4 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 six mois terminées le 30 juin 2010

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

Points saillants	Période de	Période de	Période de	Période de
	trois mois	trois mois	six mois	six mois
	terminée le 30	terminée le 30	terminée le 30	terminée le 30
	juin 2010	juin 2009	juin 2010	juin 2009
	\$	\$	\$	\$
Production (MWh)	369 753	247 764	527 419	411 676
Produits d'exploitation bruts	24 824	16 519	38 375	30 460
BAIIA	18 767	13 555	29 475	24 645
(Perte nette) bénéfice net	(6 524)	13 353	(7 023)	16 372
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés	13 756	9 153	22 347	17 178
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés (\$ par action – résultat de base)	0,23	0,21	0,43	0,40
Dividendes déclarés	8 821	7 352	16 059	14 701
Dividendes déclarés (\$ par action)	0,15	0,17	0,32	0,34

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 de change non réalisés(es) et les gains / pertes non réalisés(es) sur les instruments financiers dérivés 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	Période de	Période de	Période de
	trois mois	trois mois	six mois	six mois
	terminée le 30	terminée le 30	terminée le 30	terminée le 30
	juin 2010	juin 2009	juin 2010	juin 2009
	\$	\$	\$	\$
(Perte nette) bénéfice net	(6 524)	13 353	(7 023)	16 372
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	14 102	(11 197)	16 142	(11 771)
Perte de change non réalisée (gain de change non réalisé)	44	(233)	2	(136)
Impôts futurs y afférents	(3 819)	2 799	(4 624)	2 712
Bénéfice net ajusté	3 803	4 722	5 480	7 177
Bénéfice net ajusté par action (\$ par action – résultat de base)	0,06	0,11	0,11	0,17

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 renouvelable de 117,4 M\$ et d'un prêt à terme de 52,6 M\$. 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. Pour de plus amples renseignements au sujet de cette émission, veuillez vous reporter à la rubrique « Débetures convertibles » du présent rapport de gestion.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

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.

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 commerciale		Prévisions, première année	
			Estimatifs (M\$)	Au 30 juin 2010 (M\$)	Estimation initiale	Réelle	Produits (M\$)	BAIIA (M\$)
<i>HYDRO</i>								
Ashlu Creek, C.-B.	49,9	265,0	138,0	138,4	2T 2009	4T 2009	18,4	15,7
Fitzsimmons Creek, C.-B. ¹	7,5	33,0	33,2	32,7	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; elle pourra de ce fait 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 de 110,0 M\$, 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 du plan d'amortissement de la dette à long terme connexe en juin 2035. Cette opération de swap a permis à Innergex d'éliminer son exposition aux taux d'intérêt variables pour ce montant.

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 annuelle, des produits d'exploitation et du BAIIA de la centrale 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; elle pourra de ce fait 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.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

Projets en développement

La Société détient sept Projets en développement : la construction a débuté en juin 2010 pour les trois parcs éoliens, le projet hydroélectrique Kwoiek Creek est à la fin de la phase d'obtention des permis 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 juin 2010 (M\$)		Produits (M\$)	BAIIA (M\$)
<i>Éolien</i>							
Montagne-Sèche, QC ¹	58,5	193,4	103,0	2,9 ²	4T 2011	4,8 ²	4,3 ²
Gros-Morne – Phase I, QC ¹	100,5	308,9	348,5	8,7 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 et 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 trois parcs éoliens. Les activités se concentrent actuellement sur le déboisement, la construction de routes et la préparation du site pour les sous-stations et les fondations.

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. Compte tenu du calendrier de décaissements, aucun prélèvement sur les facilités 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 syndicat des prêteurs. Innergex prévoit que les projets Montagne-Sèche de 58,5 MW et Gros Morne – Phase I de 100,5 MW seront complétés avant le 1^{er} décembre 2011 et que le projet Gros Morne – Phase II le sera avant le 1^{er} décembre 2012.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

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 juin 2010 (M\$)	
<i>HYDRO</i>				
Kwoiek Creek, C.-B. ¹	49,9	152,1	10,7	2012
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	1,1	2016

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

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

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 permettent à la Société de passer à la phase de développement, laquelle comprend la consultation des parties prenantes et l'obtention des permis appropriés. 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.

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 dans le cadre de 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 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 six mois terminées le 30 juin 2010

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation de la Société pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 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 à compter du 30 mars 2010.

Dans l'intérêt du lecteur, les résultats de production pour la période de six 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 six 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. La production fluctue d'une année sur l'autre, mais sur une plus grande période, elle devrait se rapprocher de la moyenne à long terme prévue.

Production	Période d'exploitation Du 1 ^{er} avril au 30 juin 2010		Période d'exploitation Du 1 ^{er} avril au 30 juin 2009	
	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)	Production (MWh)	Moyenne à Long terme (MWh)
<i>HYDRO</i>				
Saint-Paulin	10 354	15 532	15 830	15 532
Windsor	10 051	7 763	9 605	7 763
Chaudière	36 221	40 827	41 318	40 827
Portneuf-1	15 495	14 861	13 050	14 861
Portneuf-2	20 941	20 061	17 728	20 061
Portneuf-3	16 115	15 625	13 583	15 625
Montmagny	2 270	3 241	2 338	3 241
Glen Miller	9 404	11 860	12 733	11 860
Umbata Falls ¹	5 056	18 534	17 850	18 534
Batawa	7 788	8 945	10 057	8 945
Rutherford Creek	62 133	63 700	54 834	63 700
Ashlu Creek	81 813	91 970	-	-
Fitzsimmons Creek ²	4 227	7 296	-	-
Horseshoe Bend	14 675	16 956	18 063	16 956
Total partiel	296 543	337 171	226 989	237 905
<i>ÉOLIEN</i>				
Baie-des-Sables ³	18 895	24 962	24 537	24 962
L'Anse-à-Valleau ³	24 592	22 863	26 821	22 863
Carleton ³	27 610	28 206	32 838	28 206
Total partiel	71 097	76 031	84 196	76 031
Total	367 640	413 202	311 185	313 936

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.

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

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

Les installations de la Société ont produit 367 640 MWh au deuxième trimestre de 2010, soit un niveau de 11 % inférieur à la moyenne à long terme de 413 202 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, Glen Miller, Umbata Falls, 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 jusqu'au 17 avril 2010;
- un régime de vent inférieur à la moyenne à long terme au parc éolien BDS.

Ces manques à gagner ont été partiellement contrebalancés par des conditions hydrologiques propices à la centrale Windsor et un régime de vent favorable au parc éolien AAV.

Production	Période d'exploitation Du 1 ^{er} janvier au 30 juin 2010		Période d'exploitation Du 1 ^{er} janvier au 30 juin 2009	
	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)	Production (MWh)	Moyenne à Long terme (MWh)
<i>HYDRO</i>				
Saint-Paulin	20 818	22 966	27 000	22 966
Windsor	21 067	17 493	20 045	17 493
Chaudière	66 394	66 826	78 124	66 826
Portneuf-1	19 957	19 151	17 481	19 151
Portneuf-2	31 384	30 094	28 042	30 094
Portneuf-3	20 692	20 023	18 065	20 023
Montmagny	4 075	4 674	3 989	4 674
Glen Miller ¹	22 863	25 351	27 719	25 351
Umbata Falls ^{1,2}	13 689	26 828	24 249	26 828
Batawa	19 288	19 748	22 207	19 748
Rutherford Creek	71 327	74 700	55 377	74 700
Ashlu Creek ¹	107 589	118 868	-	-
Fitzsimmons Creek ^{3,4}	4 329	8 240	-	-
Horseshoe Bend	18 393	24 883	23 542	24 883
Total partiel	441 865	479 845	345 840	352 737
<i>ÉOLIEN</i>				
Baie-des-Sables ⁵	48 631	60 659	58 857	60 659
L'Anse-à-Valleau ⁵	53 923	61 048	58 947	61 048
Carleton ^{1,5}	63 501	66 291	71 535	66 291
Total partiel	166 055	187 998	189 339	187 998
Total	607 920	667 843	535 179	540 735

1. Ajustée pour inclure les résultats du semestre 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.

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 607 920 MWh pendant la période de six mois terminée le 30 juin 2010, soit un niveau de 9 % inférieur à la moyenne à long terme de 667 843 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, Glen Miller, 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 aux parcs éoliens BDS et AAV;
- 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 six mois terminées le 30 juin 2010

Ces manques à gagner ont été partiellement contrebalancés par des conditions hydrologiques propices à la centrale Windsor.

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 six mois terminées le 30 juin 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	six mois	six mois
	terminée le 30	terminée le 30	terminée le 30	terminée le 30
	juin 2010	juin 2009	juin 2010	juin 2009
	\$	\$	\$	\$
Produits d'exploitation bruts	24 824	16 519	38 375	30 460
Charges d'exploitation	3 290	2 091	5 152	4 004
Rémunération à base d'actions	75	-	77	-
Frais généraux et administratifs	1 940	873	2 909	1 811
Charges liées aux projets potentiels	752	-	762	-
BAlIA	18 767	13 555	29 475	24 645
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	6 129	3 309	9 883	6 646
Gain net réalisé sur instruments financiers dérivés	(555)	-	(555)	-
Perte de change réalisée (gain de change réalisé)	63	(105)	23	(55)
Autres charges nettes (produits nets)	22	(17)	1	(65)
Amortissement	8 529	5 331	14 066	10 668
Perte nette non réalisée (gain net non réalisé) sur instruments financiers dérivés	14 102	(11 197)	16 142	(11 771)
Charge liée à un accord de redevances	-	-	983	-
Perte de change non réalisée (gain de change non réalisé)	44	(233)	2	(136)
(Économie) charge d'impôts	(3 043)	3 114	(4 047)	2 986
(Perte nette) bénéfice net	(6 524)	13 353	(7 023)	16 372

Produits

La Société a enregistré des produits d'exploitation bruts de 24,8 M\$ au deuxième trimestre de 2010 (16,5 M\$ en 2009). Ce résultat s'explique par les produits supplémentaires découlant du Regroupement (8,9 M\$), partiellement contrebalancés par une diminution des produits tirés des actifs du Fonds avant le regroupement (incidence négative de 0,6 M\$).

La Société a enregistré des produits d'exploitation bruts de 38,4 M\$ pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010 (30,5 M\$ en 2009). Ce résultat s'explique principalement par les produits supplémentaires découlant du Regroupement (9,0 M\$), partiellement contrebalancés par une diminution des produits tirés des actifs du Fonds avant le regroupement (incidence négative de 1,0 M\$). Comme il a déjà été mentionné dans le présent rapport de gestion, les produits tirés des actifs d'Innergex d'avant le regroupement ont été inclus à compter du 30 mars 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.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

Au deuxième 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 (2,1 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 six mois terminée le 30 juin 2010, au cours de laquelle la Société a comptabilisé des charges d'exploitation de 5,2 M\$ (4,0 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\$ pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010 (néant en 2009).

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 1,9 M\$ et 2,9 M\$, respectivement, pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010 (0,9 M\$ et 1,8 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 0,8 M\$ pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010 (néant en 2009).

Intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles

La Société a engagé des frais d'intérêts de 6,1 M\$ au deuxième 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 six mois terminée le 30 juin 2010, les frais d'intérêts ont atteint 9,9 M\$ (6,6 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 juin 2010, 96 % de la dette totale de la Société, incluant les Débetures convertibles, était à taux fixe ou faisait l'objet d'une couverture contre les mouvements de taux d'intérêts (91 % au 30 juin 2009). Ainsi, le taux d'intérêt moyen effectif de la dette et des Débetures convertibles de la Société était de 5,38 % à cette date (5,73 % au 30 juin 2009). Cette diminution résulte du Regroupement. 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 les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 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 deuxième trimestre de 2010, la Société a enregistré une perte nette non réalisée de 14,1 M\$ (gain net non réalisé de 11,2 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 du premier trimestre de 2010. Cette perte n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010, la Société a enregistré une perte nette non réalisée de 16,1 M\$ (gain net non réalisé de 11,8 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 six mois terminées le 30 juin 2010, la dotation aux amortissements a totalisé 8,5 M\$ et 14,1 M\$, respectivement (5,3 M\$ et 10,7 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.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

Charge liée à un accord de redevances

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 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.

La Société n'a pas enregistré une telle charge au deuxième trimestre de 2010, car il s'agissait d'un élément non récurrent lié au Regroupement.

Charge d'impôts

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010, Innergex a enregistré des économies d'impôts de 3,0 M\$ et 4,0 M\$, respectivement (charges d'impôts de 3,1 M\$ et 3,0 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 6,5 M\$ (perte nette – résultat de base et dilué de 0,11 \$ par action) pour le deuxième trimestre de 2010. Pour la période correspondante de 2009, Innergex a constaté un bénéfice net et un résultat étendu de 13,4 M\$ (bénéfice net – résultat de base et dilué de 0,31 \$ par action). Cette variation est attribuable en grande partie à :

- une augmentation de 2,8 M\$ des frais d'intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles;
- une hausse de 3,2 M\$ de l'amortissement;
- une variation négative de 25,3 M\$ de la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés.

Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une augmentation de 5,2 M\$ du BAIIA et une variation favorable de 6,2 M\$ des impôts.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010, la Société a enregistré une perte nette et un résultat étendu de 7,0 M\$ (perte nette – résultat de base et dilué de 0,14 \$ par action). Pour la période correspondante de 2009, Innergex a constaté un bénéfice net et un résultat étendu de 16,4 M\$ (bénéfice net – résultat de base et dilué de 0,38 \$ par action). Cette variation est attribuable en grande partie à :

- une augmentation de 3,2 M\$ des frais d'intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles;
- une hausse de 3,4 M\$ de l'amortissement;
- une variation négative de 27,9 M\$ de la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés;
- une charge liée à un accord de redevances de 1,0 M\$.

Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une augmentation de 4,8 M\$ du BAIIA et une variation favorable de 7,0 M\$ des impôts.

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010, les résultats par action de base et dilués ont été calculés en fonction d'un nombre moyen pondéré de 59 532 606 et 51 460 739 actions en circulation, respectivement. Les options d'achat d'actions et les bons de souscription n'étaient pas dilutifs durant les périodes concernées, le cours moyen de l'action de la Société sur le marché étant alors inférieur au prix de levée. Les Débentures convertibles n'étaient pas dilutives elles non plus. Pour les périodes correspondantes terminées le 30 juin 2009, les résultats par action avaient été calculés en fonction d'un nombre moyen pondéré de 42 930 243 actions en circulation. Il n'y avait aucune débenture convertible, aucune option et aucun bon de souscription en circulation pendant ces périodes en 2009.

Au 30 juin 2010, la Société avait un total de 59 532 606 actions ordinaires, 80 500 débentures convertibles, 1 889 024 options d'achat d'actions et 200 000 bons de souscription émis, comparativement à 42 930 243 actions ordinaires en circulation au 31 décembre 2009.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Au cours du deuxième trimestre de 2010, les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation ont totalisé 5,7 M\$ (flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 11,4 M\$ en 2009). Cette variation est principalement attribuable à une baisse de 21,3 M\$ de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et à une augmentation de 2,8 M\$ des intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles, partiellement contrebalancées par la hausse de 5,2 M\$ du BAIIA. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement provient principalement des effets négatifs d'une augmentation des débiteurs (4,0 M\$) et d'une diminution des créditeurs et charges à payer (17,0 M\$) comparativement au deuxième trimestre de 2009.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010, les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation ont totalisé 2,9 M\$ (flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 19,7 M\$ en 2009). Cette variation est principalement attribuable à une baisse de 26,6 M\$ de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et à une augmentation de 3,2 M\$ des intérêts sur la dette à long terme et les débetures convertibles, partiellement contrebalancées par la hausse de 4,8 M\$ du BAIIA. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement provient principalement des effets négatifs d'une augmentation des débiteurs (4,0 M\$) et d'une diminution des créditeurs et charges à payer (20,4 M\$) par rapport à la période correspondante de 2009.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le deuxième trimestre de 2010, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont totalisé 15,3 M\$ (8,0 M\$ affectés en 2009). Ce résultat s'explique principalement par une augmentation de 16,8 M\$ de la dette à long terme (néant en 2009), des remboursements de 1,4 M\$ de la dette à long terme (0,6 M\$ en 2009) et des distributions aux anciens porteurs de parts de 7,4 M\$ en 2009 (néant en 2010).

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 54,8 M\$ (16,0 M\$ affectés en 2009). Ce résultat s'explique par un remboursement net de 32,2 M\$ de la dette à long terme (1,3 M\$ en 2009), un remboursement de 12,9 M\$ de l'emprunt bancaire (néant en 2009) et les distributions aux anciens porteurs de parts de 9,7 M\$ (14,7 M\$ en 2009).

La diminution de 32,2 M\$ de la dette à long terme (déduction faite des frais de financement reportés) découle 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 juin 2010 ont donné lieu à un décaissement net total de 13,0 M\$ (décaissement de 0,9 M\$ en 2009). La trésorerie acquise concurremment au Regroupement a représenté un décaissement de 2,3 M\$, les acquisitions d'immobilisations corporelles un décaissement de 7,2 M\$ (0,1 M\$ en 2009), les augmentations des frais de développement liés aux projets un décaissement de 0,9 M\$ (néant en 2009) et les investissements nets dans les réserves un décaissement de 2,5 M\$ (0,8 M\$ en 2009).

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la Société pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010 ont donné lieu à un encaissement net total de 74,8 M\$ (décaissement de 2,4 M\$ en 2009). La trésorerie acquise concurremment au Regroupement a représenté un encaissement de 84,8 M\$, les acquisitions d'immobilisations corporelles un décaissement de 7,4 M\$ (1,7 M\$ en 2009), les augmentations des frais de développement liés aux projets un décaissement de 0,9 M\$ (néant en 2009) et les investissements nets dans les réserves un décaissement de 1,6 M\$ (0,7 M\$ en 2009).

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La Société a utilisé 3,4 M\$ en trésorerie et équivalents de trésorerie au deuxième trimestre de 2010 (elle en avait généré 2,5 M\$ en 2009), en raison surtout de la construction des parcs éoliens Montagne-Sèche et Gros-Morne.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010, la Société a généré 17,1 M\$ en trésorerie et équivalents de trésorerie (1,4 M\$ en 2009), en raison surtout du Regroupement.

Au 30 juin 2010, la Société détenait 26,4 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (10,0 M\$ au 30 juin 2009).

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

Dividendes aux actionnaires

Le 10 mai 2010, la Société a déclaré un dividende de 0,14818 \$ par action payable le 15 juillet 2010 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2010.

À la date du présent rapport de gestion, la Société a déclaré un dividende de 0,1450 \$ par action payable le 15 octobre 2010 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2010.

Utilisation du produit du financement

Utilisation du produit du financement	Période de	Période de	Période de	Période de
	trois mois terminée le 30 juin 2010	trois mois terminée le 30 juin 2009	six mois terminée le 30 juin 2010	six mois terminée le 30 juin 2009
	\$	\$	\$	\$
Produit de l'émission de dette à long terme	16 800	-	90 720	-
Produit du financement	16 800	-	90 720	-
Acquisition d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise :				
Innergex d'avant le regroupement	(2 277)	-	84 804	-
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(1 619)	(92)	(1 815)	(1 702)
Acquisitions d'actifs incorporels	(68)	-	(68)	-
Augmentation des frais de développement liés aux projets	(6 457)	-	(6 457)	-
Variation d'autres actifs à long terme	(78)	-	(78)	-
Fonds investis dans la réserve hydrologique financés à partir de la dette à long terme	(2 016)	-	(2 016)	-
Refinancement de la dette à long terme	-	-	(119 806)	-
Frais de financement et d'émission	(99)	-	(1 714)	-
Annulation de la facilité de crédit renouvelable	-	-	(12 900)	-
Remboursements de la dette à long terme	(1 432)	(635)	(1 432)	(1 259)
Utilisation du produit du financement	(14 046)	(727)	(61 482)	(2 961)
Augmentation (réduction) du fonds de roulement	2 754	(727)	29 238	(2 961)

Au deuxième trimestre de 2010, la Société a emprunté 16,8 M\$ pour payer les payables relatifs au Regroupement (2,3 M\$), financer la construction et le développement de projets de production d'électricité (total de 8,2 M\$), financer la réserve hydrologique à la centrale Ashlu Creek (2,0 M\$), rembourser la dette à long terme (1,4 M\$) et acquitter les frais de financement (0,1 M\$). Pendant le trimestre correspondant de 2009, la Société a investi 0,1 M\$ dans les immobilisations corporelles et a remboursé 0,6 M\$ sur sa dette à long terme.

Au premier trimestre de 2010, dans le cadre du Regroupement, la Société a refinancé la facilité de crédit bancaire du Fonds et les facilités 1, 2 et 3, totalisant 133,9 M\$ (tirages de 119,8 M\$) et elle a annulé sa facilité de crédit renouvelable de 40,0 M\$ (tirages de 12,9 M\$) en mettant en place une facilité de crédit renouvelable de 117,4 M\$ (la « Facilité de crédit d'exploitation ») et un emprunt à terme de 52,6 M\$ (la « Facilité BDS ») pour un total disponible de 170,0 M\$. La Société a affecté la trésorerie nette acquise auprès d'Innergex d'avant le regroupement à la réduction des tirages et au paiement de frais de financement et d'émission de 1,6 M\$.

Pendant la période de six mois terminée le 30 juin 2009, la Société a investi 1,7 M\$ dans les immobilisations corporelles et a remboursé 1,3 M\$ sur sa dette à long terme.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

SITUATION FINANCIÈRE

Actif

Au 30 juin 2010, l'actif total de la Société s'établissait à 893,2 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 599,7 M\$;
- les actifs incorporels, qui ont augmenté de 119,4 M\$ à 182,6 M\$.

Fonds de roulement

À la fin du deuxième trimestre de 2010, le fonds de roulement était positif de 2,9 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,07:1,00. Exclusion faite des valeurs marchandes des instruments financiers dérivés (valeur positive de 1,4 M\$ et valeur négative de 8,4 M\$), le fonds de roulement était positif de 9,9 M\$ pour un ratio ajusté du fonds de roulement de 1,27:1,00. 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. Exclusion faite des valeurs marchandes des instruments financiers dérivés (valeur positive de 1,4 M\$ et valeur négative de 5,4 M\$), le fonds de roulement était positif de 3,4 M\$ avec un ratio ajusté du fonds de roulement de 1,23:1,00. L'augmentation du ratio du fonds de roulement au cours des six derniers mois est principalement attribuable aux hausses de la trésorerie et de ses équivalents résultant de l'émission des Débentures convertibles et 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. Au 30 juin 2010, 15,0 M\$ et 13,9 M\$ US avaient été prélevés sur cette facilité de crédit à titre d'avances de fonds et 19,4 M\$ avaient été affectés pour l'émission de lettres de crédit. La partie inutilisée et disponible de la Facilité de crédit d'exploitation s'établissait par conséquent à 68,2 M\$ à cette date.

Les débiteurs ont augmenté en raison du Regroupement, passant de 6,2 M\$ au 31 décembre 2009 à 13,7 M\$ au 30 juin 2010.

Les créditeurs et charges à payer se sont hissés de 9,6 M\$ au 31 décembre 2009 à 18,0 M\$ à la fin du deuxième 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 8,4 M\$ au 30 juin 2010. Cette variation est principalement attribuable au Regroupement.

La tranche à court terme de la dette à long terme, qui totalise, 9,1 M\$, porte sur les facilités de crédit liées à AAV, Hydro-Windsor, Glen Miller, Umbata Falls, Carleton, Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

Comptes de réserve

Ventilation des comptes de réserve	30 juin 2010	31 décembre 2009
	\$	\$
Réserve pour nivellement	859	1 064
Réserve hydrologique / éolienne	16 349	10 598
Réserve pour réparations majeures	3 993	3 728
Total	21 201	15 389

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. Au cours du deuxième trimestre de 2010, la Société a retiré 0,3 M\$ de cette réserve pour payer les coûts de remplacement d'une roue de turbine à la centrale Rutherford Creek.

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 599,7 M\$ au 30 juin 2010, comparativement à 334,2 M\$ au 31 décembre 2009. Cette augmentation découle 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 182,6 M\$ au 30 juin 2010, soit une augmentation par rapport à 119,4 M\$ au 31 décembre 2009 attribuable au Regroupement. À l'exception de 4,4 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 20 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 juin 2010, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 14,4 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 juin 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 six mois terminées le 30 juin 2010

Dette à long terme

Au 30 juin 2010, la dette à long terme s'établissait à 400,2 M\$ (224,6 M\$ au 31 décembre 2009). L'augmentation de la dette à long terme s'explique principalement par le Regroupement, la construction des parcs éoliens Montagne-Sèche et Gros-Morne et la libération des retenues de garantie pour le projet Ashlu Creek.

Dette à long terme	30 juin 2010	31 décembre 2009
	\$	\$
Facilité de crédit d'exploitation (i)		
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013	15 000	-
Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US, renouvelables jusqu'en mars 2013	14 798	-
Facilité BDS (ii)		
Avances au taux préférentiel renouvelables jusqu'en mars 2013	300	-
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013	52 300	-
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)	6 223	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)	48 995	50 067
Glen Miller, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2013; (vi)	15 000	-
Umbata Falls, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2014; (vii)	24 569	-
CAR, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2013; (viii)	50 256	-
Ashlu Creek, emprunt pour la construction, taux variable; (ix)	101 631	-
Fitzsimmons Creek, emprunt pour la construction, taux variable; (x)	22 592	-
Kwoiek Creek, emprunt à terme subordonné, taux fixe (xi)	150	-
Frais de financement reportés	(1 569)	(569)
	400 245	224 561
Tranche de la dette échéant à moins d'un an	(9 124)	(2,758)
	391 121	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 une nouvelle facilité de crédit renouvelable portant sur 117,4 M\$ et une nouvelle facilité d'emprunt à terme portant sur 52,6 M\$. 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.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

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

- i) Une facilité de crédit renouvelable 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 US, 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 juin 2010, un montant de 29,8 M\$ était exigible en vertu de cette facilité et un montant de 19,4 M\$ était engagé pour l'émission de lettres de crédit. La portion inutilisée et disponible de la Facilité de crédit d'exploitation totalisait donc 68,2 M\$. Également au 30 juin 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 6,78 % sur le montant de 15,0 M\$ d'acceptations bancaires, après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt et 2,79 % sur les avances au taux LIBOR de 14,8 M\$;
- ii) Un emprunt à terme de 52,6 M\$ garanti 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 ou d'avances au taux préférentiel. 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 juin 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 6,77 % 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 par des versements mensuels d'intérêts de 286 473 \$ et, 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 juin 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 juin 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 juin 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 six mois terminées le 30 juin 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 juin 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. Au deuxième trimestre de 2010, un montant supplémentaire de 6,0 M\$ a été prélevé de l'emprunt pour la construction et, en juillet 2010, la Société a effectué un prélèvement final, portant le prélèvement total à 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 commenceront le 30 septembre 2010 et sont basés sur une période d'amortissement de 25 ans. L'emprunt porte intérêt au taux préférentiel majoré d'une marge applicable. Au 30 juin 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 2,94 %. Le 8 juillet 2010, l'avance au taux préférentiel a été convertie en une avance au taux des acceptations bancaires;
- 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 juin 2010, le taux d'intérêt global moyen était de 7,40 % 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 9,2 M\$ au 30 juin 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.

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 juin 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 à un prix égal à leur capital majoré des intérêts courus et à payer à la date de l'achat, pourvu que le cours des actions ordinaires en vigueur à 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, la Société peut racheter les Débetures convertibles, en totalité ou en partie, de temps à autre, à un prix de rachat égal à leur capital majoré des intérêts courus et à payer.

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

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 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 (« Dérivés »). Puisque ces Dérivés font l'objet d'ententes conclues avec d'importantes institutions financières cotées A ou mieux par Standard & Poor's, 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 374,0 M\$ de la dette à long terme réelle et prévue. Ce chiffre, ajouté à l'encours de 56,2 M\$ des emprunts à taux fixe et au montant de 80,5 M\$ au titre des Débentures convertibles, signifie que 96 % de l'endettement total réel et prévu de la Société est protégé contre les hausses de taux d'intérêt.

Montant notionnel des contrats de swap	Option de résiliation anticipée	30 juin 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	48 995	50 067
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,45 % amorti jusqu'en mars 2027	décembre 2013	49 449	-
Swap de taux d'intérêt différé au taux de 4,63 %, amorti jusqu'en juin 2030	juin 2014	15 840	-
Swap de taux d'intérêt différé au taux de 4,64 %, amorti jusqu'en juin 2031	juin 2014	24 980	-
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,11 % amorti jusqu'en juin 2034	aucune	24 569	-
Swaps de taux d'intérêt différé au taux de 4,70 %, amortis jusqu'en juin 2035	juin 2025	109 536	-
		373 969	150 667

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 25,6 M\$ à la fin du deuxième 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 et aux trois nouveaux swaps de taux d'intérêt différé qui ont été conclus au deuxième trimestre de 2010. Ces trois nouveaux swaps sont liés à la centrale Ashlu Creek et aux parcs éoliens Montagne-Sèche et Gros-Morne. 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 six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs à certains CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 10,3 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 juin 2010, le passif net d'impôts futurs de la Société se chiffrait à 63,3 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 au deuxième trimestre de 2010.

Arrangements hors bilan

Au 30 juin 2010, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 23,4 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 19,4 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 19,1 M\$ en vue de soutenir la construction des parcs éoliens Montagne-Sèche et Gros-Morne.

Capitaux propres

Au 30 juin 2010, les capitaux propres de la Société totalisaient 279,8 M\$, comparativement à 189,5 M\$ au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique essentiellement par le Regroupement.

Au 12 août 2010, la Société avait un total de 59 532 606 actions ordinaires, 80 500 Débentures convertibles, 1 889 024 options d'achat d'actions et 200 000 bons de souscription en circulation. Au 31 décembre 2009, elle avait 42 930 243 actions ordinaires en circulation.

Obligations contractuelles

Obligations contractuelles prévues, en date du 30 juin 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 et les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	483 550	9 014	96 791	94 753	282 992
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	230 964	29 722	59 000	44 745	97 497
Contrats de location-exploitation	7 588	313	643	667	5 965
Obligations d'achat (contractuelles) ¹	136 110	36 018	91 717	924	7 451
Autres ²	7 580	1 050	1 082	545	4 903
Total des obligations contractuelles	865 792	76 117	249 233	141 634	398 808

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 six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010	Période de trois mois terminée le 30 juin 2009	Période de six mois terminée le 30 juin 2010	Période de six mois terminée le 30 juin 2009
	\$	\$	\$	\$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(5 671)	11 372	(2 916)	19 679
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	19 922	(1 397)	24 812	(1 832)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve (non financés par la dette à long terme)	(495)	(822)	451	(669)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés	13 756	9 153	22 347	17 178
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – résultat de base	59 533	42 930	51 461	42 930
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés (\$ par action – résultat de base)	0,23	0,21	0,43	0,40
Dividendes déclarés	8 821	7 352	16 059	14 701
Dividendes déclarés (\$ par action)	0,15	0,17	0,32	0,34

Au deuxième trimestre de 2010, la Société a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés de 13,8 M\$ (9,2 M\$ en 2009) et elle a déclaré des dividendes totalisant 8,8 M\$ (7,4 M\$ en 2009) ou 0,15 \$ par action (0,17 \$ par action en 2009). La variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés s'explique principalement par :

- une augmentation de 5,2 M\$ du BAIIA;
- une variation favorable de 1,2 M\$ des impôts exigibles.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une augmentation de 2,8 M\$ des frais d'intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010, Innergex a généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés de 22,3 M\$ (17,2 M\$ en 2009) et elle a déclaré des dividendes totalisant 16,1 M\$ (14,7 M\$ en 2009) ou 0,32 \$ par action (0,34 \$ par action en 2009). La variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés s'explique principalement par :

- une augmentation de 4,8 M\$ du BAIIA;
- une variation favorable de 1,3 M\$ des impôts exigibles;
- une variation de 1,1 M\$ des fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une augmentation de 3,2 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 six mois terminées le 30 juin 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 six mois terminées le 30 juin 2010, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits d'exploitation de 0,9 M\$ et 1,1 M\$ respectivement (1,2 M\$ et 1,6 M\$ respectivement en 2009), ce qui représente des apports de 3,5 % et 2,9 %, respectivement (7,5 % et 5,3 % 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 deuxième 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 juin 2010				
Production (MWh)	298 656	71 097	-	369 753
Produits d'exploitation bruts tirés de clients externes	19 168	5 656	-	24 824
Charges :				
Charges d'exploitation	2 617	673	-	3 290
Rémunération à base d'actions	29	17	29	75
Frais généraux et administratifs	822	468	650	1 940
Charges liées aux projets potentiels	-	-	752	752
Bénéfice avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	15 700	4 498	(1 431)	18 767
Période de trois mois terminée le 30 juin 2009				
Production (MWh)	196 406	51 358	-	247 764
Produits d'exploitation bruts tirés de clients externes	12 488	4 031	-	16 519
Charges :				
Charges d'exploitation	1 633	458	-	2 091
Frais généraux et administratifs	630	243	-	873
Bénéfice avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	10 225	3 330	-	13 555

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement d'emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
Période de six mois terminée le 30 juin 2010				
Production (MWh)	396 570	130 849	-	527 419
Produits d'exploitation bruts tirés de clients externes	28 013	10 362	-	38 375
Charges :				
Charges d'exploitation	3 993	1 159	-	5 152
Rémunération à base d'actions	29	17	31	77
Frais généraux et administratifs	1 430	695	784	2 909
Charges liées aux projets potentiels	-	-	762	762
Bénéfice avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	22 561	8 491	(1 577)	29 475
Période de six mois terminée le 30 juin 2009				
Production (MWh)	293 872	117 804	-	411 676
Produits d'exploitation bruts tirés de clients externes	21 214	9 246	-	30 460
Charges :				
Charges d'exploitation	3 103	901	-	4 004
Frais généraux et administratifs	1 307	504	-	1 811
Bénéfice avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	16 804	7 841	-	24 645
Au 30 juin 2010				
Écart d'acquisition	8 269	-	-	8 269
Total de l'actif	572 742	271 206	49 256	893 204
Acquisition d'immobilisations depuis le début de l'année	859	81	8 661	9 601
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 les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010, les centrales hydroélectriques ont produit 12 % et 9 % de moins d'électricité que la moyenne à long terme, respectivement, en raison des conditions hydrologiques inférieures aux prévisions pour la plupart des installations 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 19,2 M\$ et 28,0 M\$, respectivement. Par suite du Regroupement, ces résultats tiennent compte de l'apport des actifs d'Innergex avant le regroupement à partir du 30 mars 2010.

Pour les périodes correspondantes de 2009, la production a été inférieure de 5 % et 2 % aux moyennes à long terme, respectivement. Ce résultat est principalement attribuable 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. Ce niveau de production a donné lieu à des produits d'exploitation bruts de 12,5 M\$ et 21,2 M\$, respectivement.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

Pour la période de trois mois terminée le 30 juin 2010, cette augmentation de 6,7 M\$ des produits d'exploitation, partiellement contrebalancée par la hausse de 1,2 M\$ des charges d'exploitation, de la rémunération à base d'actions et des frais généraux et administratifs, explique l'accroissement de 5,5 M\$ du BAIIA. Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010, cette augmentation de 6,8 M\$ des produits d'exploitation, partiellement contrebalancée par la hausse de 1,0 M\$ des charges d'exploitation, de la rémunération à base d'actions et des frais généraux et administratifs, explique l'accroissement de 5,8 M\$ du BAIIA.

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 6 % de moins d'électricité que prévu au deuxième trimestre de 2010. Ce résultat est principalement attribuable au régime de vent inférieur aux prévisions au parc éolien BDS, partiellement contrebalancé par un régime éolien meilleur que prévu au parc éolien AAV. Pour la période correspondante de 2009, la production était supérieure de 7 % aux prévisions en raison du régime de vent meilleur que prévu. Par suite du Regroupement, l'apport du parc éolien Carleton a été inclus dans les résultats du deuxième trimestre de 2010. Les produits d'exploitation bruts et le BAIIA ont en conséquence augmenté respectivement de 1,6 M\$ et 1,2 M\$ par rapport à 2009.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010, la production a été inférieure de 13 % 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 inférieure de 3 % aux prévisions en raison d'un régime de vent moins favorable que prévu. Par suite du Regroupement, l'apport du parc éolien Carleton a été inclus dans les résultats depuis le 30 mars 2010. Les produits d'exploitation bruts et le BAIIA ont en conséquence augmenté de 1,1 M\$ et 0,7 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 six mois terminées le 30 juin 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 deuxième 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 (idem en 2009). Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2009, la Fonds a versé 0,5 M\$ et 1,1 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. Du fait du Regroupement les porteurs de parts du Fonds (sauf Innergex) détiennent une participation de 61 % dans Innergex tandis que les actionnaires d'Innergex d'avant le regroupement détiennent 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 deuxième 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 deuxième 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 six mois terminées le 30 juin 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.

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 bien engagé.

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 les IFRS, 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.

La norme IAS 31, *Participations dans des coentreprises*, fait actuellement l'objet d'une révision et la nouvelle version devrait entrer en vigueur en 2010. 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.

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.

Suite au 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 cours du deuxième trimestre de 2010 et devrait être complété à la fin du troisième 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 de l'année 2010, la Société continuera d'évaluer l'incidence des normes IFRS et fera le suivi des modifications leur étant apportées.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

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 sera mis en place au cours de l'année 2010 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 que la plupart des ajustements ayant un impact sur le bilan d'ouverture du 1^{er} janvier 2010 devraient être quantifiés à la fin du troisième trimestre de 2010. 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 et le rapport annuel 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 auront 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 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 six mois terminées le 30 juin 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 juin 2010	31 mars 2010	31 déc. 2009	30 sept. 2009
Production (MWh)	369 753	157 666	189 011	223 302
Produits d'exploitation bruts	24,8	13,6	13,2	15,0
BAIIA	18,8	10,7	10,2	11,9
(Perte nette) bénéfice net	(6,5) ^a	(0,5)	7,0	2,8
(Perte nette) bénéfice net (\$ par action – résultat de base)	(0,11) ^a	(0,01)	0,16	0,07
(Perte nette) bénéfice net (\$ par action – résultat dilué)	(0,11) ^a	(0,01)	0,16	0,07
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(5,7)	2,8	4,8	10,3
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	19,9	4,9	2,4	(2,1)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve (non financés par la dette à long terme)	(0,5)	0,9	-	0,2
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés	13,8	8,6	7,2	8,4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés (\$ par action – résultat de base)	0,23	0,20	0,17	0,20
Distributions déclarées	8,8	7,2	7,4	7,4
Distributions déclarées (\$ par action)	0,15	0,17	0,17	0,17

a. 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 aurait été de 3,8 M\$ au 2T 2010 (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 juin 2009	31 mars 2009	31 déc. 2008	30 sept. 2008
Production (MWh)	247 764	163 912	220 299	236 778
Produits d'exploitation bruts	16,5	13,9	14,7	15,4
BAIIA	13,6	11,1	11,0	12,5
Bénéfice net (perte nette)	13,4 ^b	3,0	(13,8) ^c	3,8
Bénéfice net (perte nette) (\$ par action – résultat de base)	0,31 ^b	0,07	(0,32) ^c	0,09
Bénéfice net (perte nette) (\$ par action – résultat dilué)	0,31 ^b	0,07	(0,32) ^c	0,09
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	11,4	8,3	7,1	11,1
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1,4)	(0,4)	(0,3)	(1,8)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve (non financés par la dette à long terme)	(0,8)	0,2	0,9	0,1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés	9,2	8,1	7,7	9,4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ajustés (\$ par action – résultat de base)	0,21	0,19	0,18	0,22
Distributions déclarées	7,4	7,3	7,3	7,3
Distributions déclarées (\$ par action)	0,17	0,17	0,17	0,17

b. 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 aurait été de 4,7 M\$ au 2T 2009 (0,11 \$ par action – résultat de base et dilué).

c. 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 aurait été 3,4 M\$ au 4T 2008 (0,08 \$ par action - résultat de base et dilué).

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 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 dégageant 74 % de la capacité de production totale, 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

AO de 250 MW d'Hydro-Québec Distribution relatif à des projets de parcs éoliens

Le 6 juillet 2010, en partenariat avec les communautés locales, Innergex a présenté huit projets d'énergie éolienne de 24,6 MW chacun dans le cadre de 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.

POS de BC Hydro

Le 15 juillet 2010, BC Hydro a fait connaître ses recommandations de mises à jour et de modifications du POS, portant 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.

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2010

Renseignements pour les investisseurs

Inscription boursière

Les actions d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites à la Bourse de Toronto sous le symbole INE.

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 Bélaïr/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